

## NOTA TÉCNICA Nº 79/2021–SRM/ANEEL

Em 4 de agosto de 2021.

Processo: 48500.002211/2021-13.

**Assunto: Consolidação dos atos normativos relativos à pertinência temática “Regras de Comercialização”, indicada no item 68 da Agenda Regulatória 2021-2022, em atendimento ao Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e às suas alterações subsequentes.**

**I – DO OBJETIVO**

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar proposta para a consolidação dos atos normativos relativos à pertinência temática “Regras de Comercialização”, indicada no item 68 da Agenda Regulatória 2021-2022, em atendimento ao Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e às suas alterações subsequentes.

**II – DOS FATOS**

2. No Planejamento Estratégico<sup>1</sup> da ANEEL para o Ciclo 2018-2021, foi incluída a Iniciativa Estratégica 3.1.3, que consiste em “Revisar a sistemática de elaboração de regulamentos e o estoque regulatório”, sob a coordenação da Secretaria Geral (“SGE”) e contando com a participação de Superintendências de Regulação da Agência.

3. Em 28 de novembro de 2019, foi editado o Decreto nº 10.139, de 2019, que, além de impor a consolidação, por pertinência temática, dos atos inferiores a decreto, colocou como obrigatória a revogação expressa de normas já tacitamente revogadas, ou cujos efeitos tenham se exaurido no tempo.

4. Em 22 de julho de 2020, foi editado o Decreto nº 10.437, de 2020, que alterou o Decreto nº 10.139, de 2019, postergando em três meses os prazos das etapas de consolidação, devendo a quinta etapa (a qual pertence a pertinência temática tratada nesta Nota Técnica) ser concluída até 30 de novembro de 2021.

---

<sup>1</sup> Portaria nº 6.422, de 30 junho de 2020.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P2 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

5. Em 17 de novembro de 2020, foi emitida a Resolução Normativa nº 897, de 2020, revogando 361 atos da Agência, em atendimento ao Decreto nº 10.139, de 2019.

6. A Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020, dispõe sobre as competências e o detalhamento dos procedimentos para os trabalhos de revisão e consolidação de atos normativos inferiores a decreto no âmbito da ANEEL.

7. A Portaria nº 6.606, de 8 de dezembro de 2020, aprovou a Agenda Regulatória para o biênio 2021-2022, estabelecendo as atividades de consolidação dos atos normativos, sendo que para aqueles relativos à pertinência temática “Regras de Comercialização” (item 68) dispensou a realização de Consulta Pública e de Análise de Impacto Regulatório, na medida em que trata de atos de consolidação de atos normativos, sem alteração de mérito.

8. A Portaria nº 6.611, de 11 de dezembro de 2020, alterou a Portaria nº 6.405, de 2020, para adequá-la ao Decreto nº 10.139, de 2019, devido à alteração promovida pelo Decreto nº 10.437, de 2020, e para compatibilizar as entregas previstas na Agenda Regulatória 2021-2022.

9. A Portaria IN/SG/PR nº 9, de 4 de fevereiro de 2021, estabeleceu as normas para publicação de atos oficiais no Diário Oficial da União e pagamento das publicações.

10. A Portaria nº 6.665, de 18 de maio de 2021, alterou a Portaria nº 6.606, de 2020, para aprovar nova versão da Agenda Regulatória para o biênio 2021-2022, porém sem impactar as atividades relativas à pertinência temática tratada nesta Nota Técnica.

### III – DA ANÁLISE

11. Para a consecução do trabalho de consolidação, é necessário definir inicialmente quais normas são passíveis de avaliação no âmbito deste processo. No sítio eletrônico da ANEEL, a SGE disponibilizou portal de “Gestão do Estoque Regulatório”<sup>2</sup>. O primeiro passo foi filtrar as normas relativas ao tema “Regras de Comercialização”<sup>3</sup>. Não obstante, essas normas têm referências cruzadas com normas de outros macrotemas em que seria possível revogar determinados dispositivos regulatórios.

12. A Tabela 1 lista os 16 atos normativos analisados nesta Nota Técnica, os quais foram enquadrados pela Portaria nº 6.405, de 2020, na quinta etapa estabelecida pelo Decreto nº 10.319, de 2019 (revisado pelo Decreto nº 10.437, de 2020), cujo prazo para a publicação das normas consolidadas e revisadas é 30 de novembro de 2021.

<sup>2</sup> Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaODI2YTU0NTgtYzFjNS00YmJiLTk2ZGUtM2NkYTA4MGI4MzU0liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9.>

<sup>3</sup> A identificação dos atos normativos em temas foi coordenada pela SGE com o apoio das demais Superintendências e consolidada na Portaria nº 6.405, de 2020 (alterada pela Portaria nº 6.611, de 2020).

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P3 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

**Tabela 1 – Conjunto de atos normativos sob análise**

Ato	Macrotema	Tema
REN 152/2005	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 168/2005	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 210/2006	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
RES 040/2003	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
RES 462/2003	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 275/2007	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 281/2007	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 305/2008	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 584/2013	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 661/2015	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 764/2017	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 869/2020	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 879/2020	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 881/2020	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização
REN 893/2020	*	*
REN 909/2020	Comercialização e Mercado	Regras de Comercialização

\*Atos sem tema ou macrotema definido, mas que alterou alguma resolução mapeada nos temas tratados nesta Nota Técnica.

13. Além de seguir o Decreto nº 10.139, de 2019, buscou-se manter a organização dos textos originais para que os atuais usuários das normas consigam localizar os dispositivos normativos, sendo que nas eventuais mudanças de forma buscou-se preservar a natureza do dispositivo original, já que este processo não tem por objetivo redefinir o mérito da regulamentação.

14. Adicionalmente, como se buscar reduzir ao máximo dispositivos normativos ultrapassados, repetidos ou revogados tacitamente, considerou-se que não há repristinação tácita<sup>4</sup>. Assim, se o ato normativo “B” revogou o ato normativo anterior “A” e o ato normativo posterior “C” revogou o ato normativo “B”, não se considera que o ato normativo “A” volte a vigor.

15. As normas constantes da Tabela 1 foram divididas nas seguintes categorias:

- a. Revogação de resoluções completas sem necessidade de ajustes adicionais na Resolução Normativa de consolidação, (9 atos);
- b. Revogação parcial de resoluções sem necessidade de ajustes adicionais na Resolução Normativa de consolidação (5 atos); e
- c. Demais atos (2 atos).

16. Observa-se que as categorias de revogação parcial de atos têm benefícios que ultrapassam este processo, auxiliando na revogação completa desses atos nos demais processos de consolidação da Agência.

<sup>4</sup> Conforme § 3º do art. 2º do Decreto-Lei nº 4.567, de 4 de setembro de 1942, modificado pela Lei nº 12.376, de 30 de dezembro de 2010, que versa sobre a Introdução às normas do Direito Brasileiro.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P4 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

17. Adicionalmente, entende-se que, embora esteja sendo proposta uma consolidação para esses atos normativos, nada impede que no futuro novas consolidações sejam efetuadas. Nesse sentido, o processo de consolidação é mecanismo de aprimoramento contínuo. Assim, se houver a percepção de que a organização documental pode ser consolidada de uma outra forma, há a possibilidade de, em processos futuros, aperfeiçoar o ato normativo de consolidação ora proposto, bem como demais atos normativos editados pela Agência.

### **III.1. Revogação de resoluções completas sem necessidade de ajustes adicionais na Resolução Normativa de consolidação**

#### **1) RES 40, de 30 de janeiro de 2003:**

- Aprova a versão 3.1 das Regras de Mercado:
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, as quais sucederam as Regras de Mercado, a revogação da RES 40, de 2003, não gera vácuo regulatório.

#### **2) RES 462, de 9 de setembro de 2003:**

- Aprova a versão 3.1b das Regras de Mercado:
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, as quais sucederam as Regras de Mercado, a revogação da RES 462, de 2003, não gera vácuo regulatório.

#### **3) REN 168, de 10 de outubro de 2005:**

- Aprova as Regras de Comercialização, versão 2005 (arts. 1º e 3º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação dos arts. 1º e 3º da REN 168, de 2005, não gera vácuo regulatório.
- Determina à CCEE o encaminhamento de proposta de penalidade por insuficiência de lastro de potência (art. 2º):
  - A obrigação de apresentação de lastro para venda de potência deixou de existir após a edição do Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016, que alterou o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, portanto, a revogação do art. 2º da REN 168, de 2005, não gera vácuo regulatório.
- Diante da revogação dos arts. 1º a 3º da REN 168, de 2005, a revogação da REN 168, de 2005, não gera vácuo regulatório.

#### **4) REN 275, de 7 de agosto de 2007:**

- Aprova alterações nas Regras de Comercialização, versão 2007, em face dos efeitos do Termo de Compromisso firmado entre a ANEEL e a Petrobras:
  - Tendo em vista que o Termo de Compromisso firmado entre a ANEEL e a Petrobras foi encerrado por meio do Despacho nº 246, de 28 de janeiro de 2016, e que haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação da

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P5 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

REN 275, de 2007, não gera vácuo regulatório.

**5) REN 281, de 25 de setembro de 2007:**

- Aprova alterações nas Regras de Comercialização, versão 2007:
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação da REN 281, de 2007, não gera vácuo regulatório.

**6) REN 305, de 18 de março de 2008:**

- Aprova as Regras de Comercialização referentes ao repasse do custo de sobrecontratação (arts. 1º e 2º):
  - O Módulo “Repasse do Custo de Sobrecontratação” foi extinto após a aprovação do Submódulo 4.3 “Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo” dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) pela REN 703, de 15 de março de 2016, conforme previsto na REN 601, de 4 de fevereiro de 2014. Portanto, a revogação dos arts. 1º e 2º da REN 305, de 2008, não gera vácuo regulatório;
- Altera a REN 255, de 6 de março de 2007 (art. 3º):
  - Como a REN 255, de 2007, já foi revogada, a revogação do art. 3º da REN 305, de 2008, não gera vácuo regulatório.
- Diante da revogação dos arts. 1º a 3º da REN 305, de 2008, a revogação da REN 305, de 2008, não gera vácuo regulatório.

**7) REN 879, de 20 de abril de 2020:**

- Aprova as Regras de Comercialização:
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação da REN 879, de 2020, não gera vácuo regulatório.

**8) REN 881, de 7 de abril de 2020:**

- Aprova as Regras de Comercialização (art. 1º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação do art. 1º da REN 881, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Revoga dispositivos da RES 290, de 3 de agosto de 2000, e outras resoluções (arts. 2º e 3º):
  - Como não se considera repristinação tácita, a revogação dos arts. 2º e 3º da REN 881, de 2020, não suspende a revogação das resoluções de que trata, nem gera vácuo regulatório.
- Diante da revogação dos arts. 1º a 3º da REN 881, de 2020, a revogação da REN 881, de 2020, não gera vácuo regulatório.

**9) REN 893, de 1º de setembro de 2020:**

- Aprova as Regras de Comercialização (art. 1º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação do art. 1º da REN 893, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Altera a REN 824, de 10 de julho de 2018 (arts. 2º a 4º):

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P6 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

- Como a REN 824, de 2018, já foi revogada, a revogação dos arts. 2º a 4º da REN 893, de 2020, não gera vácuo regulatório.
- Diante da revogação dos arts. 1º a 4º da REN 893, de 2020, a revogação da REN 893, de 2020, não gera vácuo regulatório.

### III.2. Revogação parcial de resoluções sem necessidade de ajustes adicionais na Resolução Normativa de consolidação

#### 1) REN 152, de 9 de março de 2005:

- Aprova alterações algébricas nas Regras de Comercialização, versão 2005 (arts. 1º a 3º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação dos arts. 1º a 3º da REN 152, de 2005, não gera vácuo regulatório.
- Delega à antiga Superintendência de Estudos do Mercado (SEM) a aprovação de modificações algébricas nas Regras de Comercialização que não representem alterações conceituais (art. 4º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica”.

#### 2) REN 210, de 13 de fevereiro de 2006:

- Aprova as Regras de Comercialização, versão 2006 (arts. 1º, 3º e 5º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação dos arts. 1º, 3º e 5º da REN 210, de 2006, não gera vácuo regulatório;
- Altera a REN 67, de 8 de junho de 2004 (art. 2º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Acesso ao Sistema de Transmissão”, do macrotema “Transmissão”;
- Determina ao ONS encaminhar adequação dos Procedimentos de Rede (art. 4º):
  - Esse artigo deverá ser tratado no âmbito do tema “Acesso ao Sistema de Transmissão”, do macrotema “Transmissão”;
- Estabelece que o lastro de agentes vendedores será constituído pela garantia física de empreendimentos próprios e por contratos de compra de energia (art. 6º):
  - O disposto nesse artigo já consta do § 1º do art. 2º do Decreto nº 5.163, de 2004, portanto, a revogação do art. 6º da REN 210, de 2006, não gera vácuo regulatório.

#### 3) REN 661, de 5 de maio de 2015:

- Altera as Regras de Comercialização, versões 2013 a 2015 (arts. 1º a 4º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação dos arts. 1º a 4º da REN 661, de 2015, não gera vácuo regulatório;
- Estabelece obrigação ao ONS no caso de ocorrência de restrição de operação que envolva mais de um subsistema (art. 5º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Produção e Comercialização de Energia”, do macrotema “Geração”.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P7 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

**4) REN 869, de 28 de janeiro de 2020:**

- Aprova as Regras de Comercialização (art. 1º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação do artigo 1º da REN 869, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Altera a REN 824, de 2018 (arts. 2º, 3º, 25 e 26):
  - Como a REN 824, de 2018, já foi revogada, a revogação dos arts. 2º, 3º, 25 e 26 da REN 869, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Altera a RES 552, de 14 de outubro de 2002 (arts. 4º e 12):
  - Esses artigos serão tratados no âmbito do tema “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica”;
- Altera a REN 109, de 26 de outubro de 2004 (arts. 5º, 6º, 8º, 13 e 14):
  - Esses artigos serão tratados no âmbito do tema “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica”;
- Revoga dispositivo da REN 452, de 11 de outubro de 2011 (arts. 7º e 15):
  - Como a REN 452, de 2011, já foi revogada, a revogação dos arts. 7º e 15 da REN 869, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Altera a REN 545, de 16 de abril de 2013 (art. 9º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica”;
- Altera a REN 530, de 21 de dezembro de 2012 (arts. 10 e 11):
  - Esses artigos serão tratados no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Altera a REN 658, de 14 de abril de 2015 (art. 16):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Altera a REN 693, de 15 de dezembro de 2015 (arts. 17, 21 e 24):
  - Como a REN 693, de 2015, já foi revogada, a revogação dos arts. 17, 21 e 24 da REN 869, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Altera a REN 453, de 2011 (art. 18):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Altera a REN 421, de 30 de novembro de 2010 (art. 19):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Altera a REN 77, de 18 de agosto de 2004 (art. 20):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Produção e Comercialização de energia”, do macrotema “Geração”;
- Altera a REN 622, de 19 de agosto de 2014 (arts. 22 e 27):
  - Esses artigos serão tratados no âmbito do tema “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica”;
- Altera a REN 337, de 11 de novembro de 2008 (art. 23):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”.
- Revoga diversas resoluções (art. 28):
  - Como não se considera repristinação tácita, a revogação do art. 28 da REN 869, de 2020, não suspende a revogação das resoluções de que trata, nem gera vácuo regulatório.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P8 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

#### 5) REN 909, de 15 de dezembro de 2020:

- Aprova as Regras de Comercialização (art. 1º):
  - Como haverá nova REN consolidando e aprovando as Regras de Comercialização, a revogação do art. 1º da REN 909, de 2020, não gera vácuo regulatório;
- Estabelece que Contratos Bilaterais Regulados deverão ser registrados pela CCEE a partir de 2022 (art. 2º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Altera a REN 337, de 2008 (art. 3º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Suprime subcláusulas dos Contratos de Energia de Reserva (CER) resultantes do 1º, 3º e 4º Leilões de Energia de Reserva (art. 4º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Exclui subcláusula de CCEAR-D, produtos Biomassa com e sem CVU, celebrados em decorrência dos Leilões nº 4/2017, nº 1/2018, nº 3/2018, nº 3/2019 e nº 4/2019 (art. 5º):
  - Esse artigo será tratado no âmbito do tema “Contratação de Energia”;
- Revoga a REN 452, de 2011 (art. 6º):
  - Como não se considera repristinação tácita, a revogação do art. 6º da REN 909, de 2020, não suspende a revogação da REN 452, de 2011, nem gera vácuo regulatório.

### III.3. Demais Atos

#### 1) REN 584, de 29 de outubro de 2013:

- Estabelece prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à Usina Hidrelétrica – UHE Itaipu:
  - Essa REN será tratada no âmbito do tema “Produção e Comercialização de Energia”, do macrotema “Geração”.

#### 2) REN 764, de 18 de abril de 2017:

- Estabelece o montante de energia elegível, a valoração e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito e de importação de energia sem garantia física:
  - Essa REN será tratada no âmbito do tema “Produção e Comercialização de Energia”, do macrotema “Geração”.

### III.4. Resolução Normativa de consolidação de Regras de Comercialização

18. O Anexo I desta Nota Técnica apresenta minuta de Resolução Normativa, que “aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica”, resultante da consolidação dos atos normativos relativos à pertinência temática “Regras de Comercialização de Energia Elétrica”, indicada no item 68 da Agenda

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P9 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

Regulatória 2021-2022.

19. A Resolução Normativa de consolidação irá aprovar, sem alteração de mérito em relação ao que previamente já foi aprovado por meio de outras Resoluções, os módulos das Regras de Comercialização dispostos na Tabela 2.

**Tabela 2: Módulos das Regras de Comercialização a serem consolidados**

<b>Módulo</b>	<b>Vigência</b>	<b>Versão a ser aprovada</b>
00 - Preço de Liquidação das Diferenças	Dez/2021	2021.2.0
01 - Medição Física	Dez/2021	2021.2.0
02 - Medição Contábil	Dez/2021	2021.2.0
03 - Garantia Física	Dez/2021	2021.2.0
04 - MRE	Dez/2021	2021.2.0
05 - Contratos	Dez/2021	2021.2.0
06 - Balanço Energético	Dez/2021	2021.2.0
07 - Comprometimento de Usinas	Dez/2021	2021.2.0
08 - Tratamento das Exposições	Dez/2021	2021.2.0
09 - Encargos	Dez/2021	2021.2.0
10 - Consolidação de Resultados	Dez/2021	2021.2.0
11 - Liquidação	Dez/2021	2021.2.0
12 - Ajuste de Contabilização e Recontabilização	Dez/2021	2021.2.0
13 - Penalidades de Energia	Dez/2021	2021.2.0
15 - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	Dez/2021	2021.2.0
16 - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	Dez/2021	2021.2.0
17 - Receita de Venda de CCEAR	Dez/2021	2021.2.0
18 - Contratação de Energia de Reserva	Dez/2021	2021.2.0
19 - MCSD	Dez/2021	2021.2.0
20 - Votos e Contribuição Associativa	Dez/2021	2021.2.0
21 - Alocação de Geração Própria (AGP)	Dez/2021	2021.2.0
22 - Penalidade de Energia de Reserva	Dez/2021	2021.2.0
23 - Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear	Dez/2021	2021.2.0
24 - Repasse do Risco Hidrológico do ACR	Dez/2021	2021.2.0
26 - Mecanismo de Venda de Excedentes	Dez/2021	2021.2.0
21 - Alocação de Geração Própria (AGP)	Jan/2022	2022.2.0
22 - Penalidade de Energia de Reserva	Jan/2022	2022.2.0

#### IV – DO FUNDAMENTO LEGAL

20. Esta Nota Técnica está fundamentada nos seguintes dispositivos legais e regulatórios:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P10 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

- a. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b. Lei Complementar nº 95, de 26 de fevereiro de 1998;
- c. Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e alterações subsequentes;
- d. Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020;
- e. Portaria nº 6.606, de 8 de dezembro de 2020, e alterações subsequentes; e
- f. Portaria IN/SG/PR nº 9, de 4 de fevereiro de 2021.

## V – DA CONCLUSÃO

21. Com base na análise contida no item III desta Nota Técnica, propõe-se a consolidação dos atos normativos relativos à pertinência temática “Regras de Comercialização”, indicada no item 68 da Agenda Regulatória 2021-2022, em atendimento ao Decreto nº 10.139, de 2019, e às suas alterações subsequentes.

22. O Anexo I desta Nota Técnica apresenta minuta de Resolução Normativa, que “aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica”, resultante da consolidação dos atos normativos nos termos supracitados.

## VI – DA RECOMENDAÇÃO

23. Diante do exposto, recomenda-se anexar esta Nota Técnica ao Processo nº 48500.002211/2021-13 e encaminhá-lo para deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, com vistas à realização de audiência pública para consolidação dos atos normativos relativos à pertinência temática “Regras de Comercialização de Energia Elétrica”, indicada no item 68 da Agenda Regulatória 2021-2022, nos termos da minuta de Resolução Normativa disposta no Anexo I desta Nota Técnica.

*(assinado digitalmente)*

**PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL**  
Especialista em Regulação

**ALESSANDRO HENRIQUE DA SILVA**  
Analista Administrativo

*(assinado digitalmente)*

**ALESSANDRO RUIZ BASSO**  
Especialista em Regulação

*(assinado digitalmente)*

**BENNY DA CRUZ MOURA**  
Especialista em Regulação

*(assinado digitalmente)*

**LUCIANA REGINALDO SOARES CHARIGLIONE**  
Especialista em Regulação

*(assinado digitalmente)*

**OTÁVIO RODRIGUES VAZ**  
Superintendente Adjunto de Regulação  
Econômica e Estudos do Mercado

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P11 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

**De acordo:**

(assinado digitalmente)

**JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ**

Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P12 da NOTA TÉCNICA Nº 79//2021-SRM/ANEEL, de 4/8/2021.

## ANEXO I

### MINUTA DE RESOLUÇÃO NORMATIVA DE CONSOLIDAÇÃO DAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



## **ANEXO I DA NOTA TÉCNICA 79/2021-SRM/ANEEL**

### **MINUTA DE RESOLUÇÃO NORMATIVA DE CONSOLIDAÇÃO DAS REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2021

Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º, incisos XIV e XVII da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 1º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no art. 1º, §1º, inciso I do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, na Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020, e o que consta do processo nº 48500.002211/2021-13, decide:

Art. 1º Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL na forma dos módulos dispostos nos Anexos II a XXVIII, conforme vigência disposta no Anexo I.

#### **DISPOSIÇÕES FINAIS**

Art. 2º Revogar:

I – a Resolução nº 40, de 30 de janeiro de 2003;

II – a Resolução nº 462, de 9 de setembro de 2003;

III – os arts. 1º a 3º da Resolução Normativa nº 152, de 9 de março de 2005;

IV – a Resolução Normativa nº 168, de 10 de outubro de 2005;

V – o art. 1º da Resolução Normativa nº 210, de 13 de fevereiro de 2006;

VI – o art. 3º da Resolução Normativa nº 210, de 13 de fevereiro de 2006;

VII – os arts. 5º e 6º da Resolução Normativa nº 210, de 13 de fevereiro de 2006;

VIII – a Resolução Normativa nº 275, de 7 de agosto de 2007;

IX – a Resolução Normativa nº 281, de 25 de setembro de 2007;

X – a Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008;

XI – os arts. 1º a 4º da Resolução Normativa nº 661, de 5 de maio de 2015;

XII – os arts. 1º a 3º da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XIII – o art. 7º da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XIV – o art. 15 da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XV – o art. 17 da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XVI – o art. 21 da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XVII – os arts. 24, 25 e 26 da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XVIII – o art. 28 da Resolução Normativa nº 869, de 28 de janeiro de 2020;

XIX – a Resolução Normativa nº 879, de 20 de abril de 2020;

XX – a Resolução Normativa nº 881, de 7 de abril de 2020;

XXI – a Resolução Normativa nº 893, de 1º de setembro de 2020;

XXII – o art. 1º da Resolução Normativa nº 909, de 15 de dezembro de 2020; e

XXIII – o art. 6º da Resolução Normativa nº 909, de 15 de dezembro de 2020;

Art. 3º Os atos e fatos ocorridos na vigência dos atos revogados no art. 2º permanecem por esses regidos.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor em 1º de \_\_\_\_\_ de 2021.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

**ANEXO I**

## Regras de Comercialização de Energia Elétrica

<b>Módulo</b>	<b>Vigência</b>	<b>Versão</b>	<b>Anexo</b>
00 - Preço de Liquidação das Diferenças	Dez/2021	2021.2.0	II
01 - Medição Física	Dez/2021	2021.2.0	III
02 - Medição Contábil	Dez/2021	2021.2.0	IV
03 - Garantia Física	Dez/2021	2021.2.0	V
04 - MRE	Dez/2021	2021.2.0	VI
05 - Contratos	Dez/2021	2021.2.0	VII
06 - Balanço Energético	Dez/2021	2021.2.0	VIII
07 - Comprometimento de Usinas	Dez/2021	2021.2.0	IX
08 - Tratamento das Exposições	Dez/2021	2021.2.0	X
09 - Encargos	Dez/2021	2021.2.0	XI
10 - Consolidação de Resultados	Dez/2021	2021.2.0	XII
11 - Liquidação	Dez/2021	2021.2.0	XIII
12 - Ajuste de Contabilização e Recontabilização	Dez/2021	2021.2.0	XIV
13 - Penalidades de Energia	Dez/2021	2021.2.0	XV
15 - Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST	Dez/2021	2021.2.0	XVI
16 - Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR	Dez/2021	2021.2.0	XVII
17 - Receita de Venda de CCEAR	Dez/2021	2021.2.0	XVIII
18 - Contratação de Energia de Reserva	Dez/2021	2021.2.0	XIX
19 - MCSD	Dez/2021	2021.2.0	XX
20 - Votos e Contribuição Associativa	Dez/2021	2021.2.0	XXI
21 - Alocação de Geração Própria (AGP)	Dez/2021	2021.2.0	XXII
22 - Penalidade de Energia de Reserva	Dez/2021	2021.2.0	XXIII
23 - Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear	Dez/2021	2021.2.0	XXIV
24 - Repasse do Risco Hidrológico do ACR	Dez/2021	2021.2.0	XXV
26 - Mecanismo de Venda de Excedentes	Dez/2021	2021.2.0	XXVI
21 - Alocação de Geração Própria (AGP)	Jan/2022	2022.2.0	XXVII
22 - Penalidade de Energia de Reserva	Jan/2022	2022.2.0	XXVIII

## ANEXO II

### Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Versão 2021.2.0

#### 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes que comercializam energia no Mercado de Curto Prazo.

Uma das principais atribuições da CCEE, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo - MCP.

Para a valoração dos montantes liquidados no MCP é utilizado o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, apurado pela CCEE, por submercado (Submercados são as divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs e cujas fronteiras são definidas em razão da presença de restrições elétricas relevantes aos fluxos de energia. Atualmente o SIN possui 4 submercados organizados por regiões geoeletricas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste), conforme determina o inciso V do art. 2º do Decreto nº 5.177/2004, em base horária, em consonância com as diretrizes do art. 57º do Decreto nº 5.163/2004 e da Portaria MME nº 301/2019. A base para cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação – CMO (Custo para se produzir o próximo MWh necessário, ou seja, representa o custo de geração da usina marginal para suprir o incremento marginal de carga), fruto dos modelos matemáticos utilizados também pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS para definir a programação da operação do sistema, limitado por um preço mínimo, preços máximos horário e estrutural, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A ~~Figura 1~~ Figura 1 apresenta a relação do módulo de “Preço de Liquidação das Diferenças” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

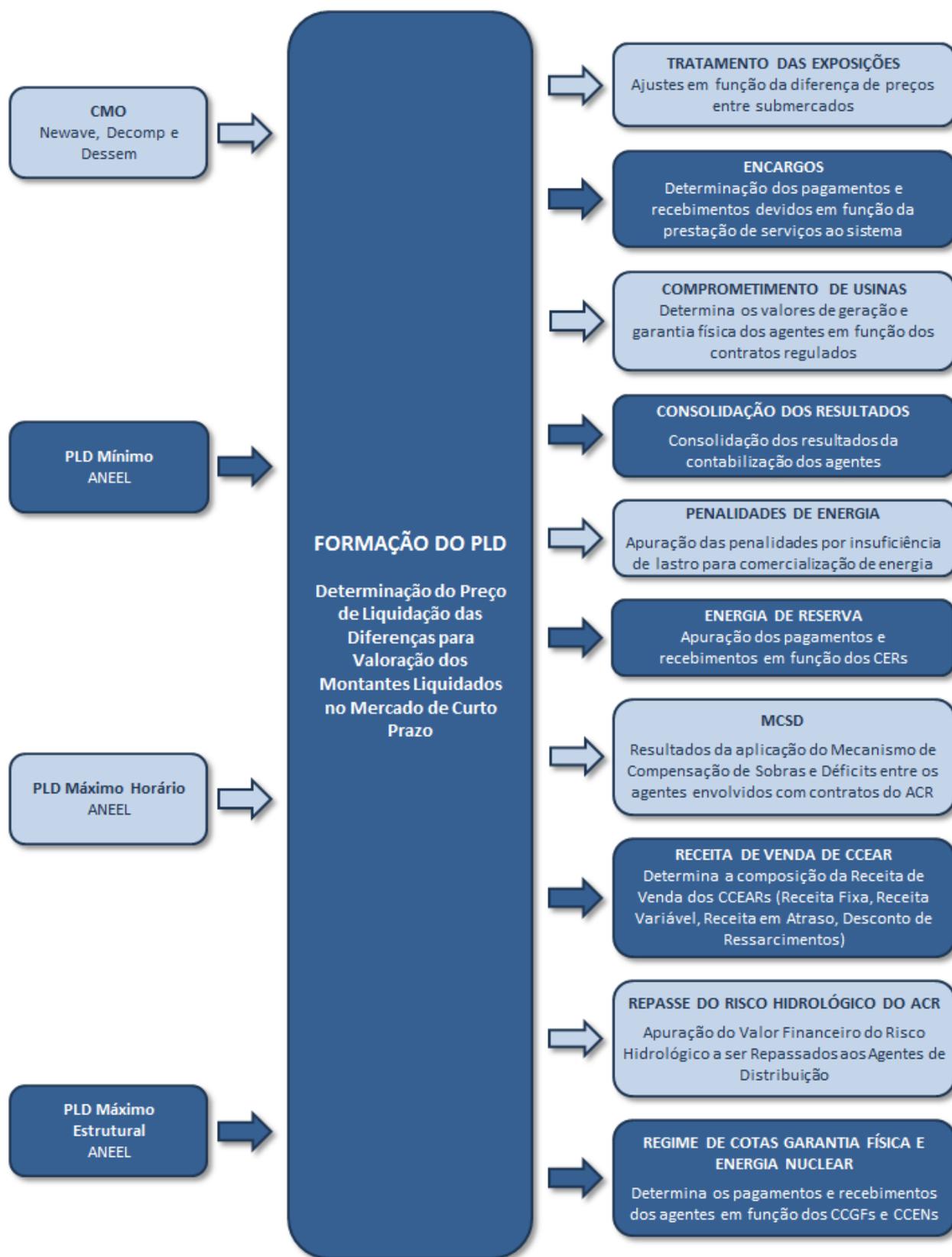


Figura 1: Relação do módulo Preço de Liquidação das Diferenças com os demais módulos das Regras de Comercialização

## **1.1. Conceitos Básicos**

O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos abrange um largo espectro de atividades, desde o planejamento plurianual até a programação diária da operação. Devido ao porte e complexidade desse problema é necessária sua divisão em diversas etapas.

Em cada etapa são utilizados modelos computacionais com objetivo de minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema. Esses modelos possuem diferentes graus de detalhamento para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo).

Na etapa de médio prazo são realizados estudos com um horizonte de até 5 anos, discretizados mensalmente, otimizadas a geração termelétrica por usina e a geração hidrelétrica por reservatório equivalente de energia (modelo NEWAVE).

A etapa de curto prazo possui um horizonte de planejamento de 2 meses com discretização semanal para o primeiro mês. Considerando as informações de médio prazo e um detalhamento dos intercâmbios de energia entre os submercados, são definidas as metas individuais de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica do sistema (modelo DECOMP).

Com discretização semi-horária para o primeiro dia e um horizonte de planejamento de até 7 dias, a etapa de curtíssimo prazo tem por objetivo determinar a programação diária da operação hidrotérmica. Nesta etapa, são consideradas as variações características das fontes intermitentes, a representação de restrições operativas das unidades termelétricas e as restrições de segurança (modelo DESSEM).

Em cada um dos modelos haverá atualizações nos dados de entrada, com periodicidade mensal, semanal e diária, respectivamente, com intuito de representar de maneira mais realista a conjuntura energética do SIN.

Os modelos de estudos energéticos mencionados são utilizados no planejamento da operação do sistema conforme detalhado abaixo:

### **O Planejamento Anual da Operação Energética**

O Planejamento Anual da Operação Energética – PEN, é realizado com periodicidade anual e revisões trimestrais. Com base em informações, recebidas das autoridades setoriais e dos agentes associados, sobre a oferta futura de energia e sobre as previsões de consumo do mercado, o ONS utiliza modelos matemáticos de otimização e simulação da operação para determinar estratégias operativas e avaliação das condições de suprimento ao SIN. Nesse estudo são realizadas avaliações probabilísticas do atendimento ao mercado, em que se calculam, inclusive, os riscos de ocorrência de déficits.

Os dados e informações utilizados nos estudos para o PEN também são empregados no processamento do modelo de médio prazo, no âmbito da elaboração do Programa Mensal de Operação – PMO.

### **O Programa Mensal da Operação Energética**

O Programa Mensal da Operação Energética – PMO, é elaborado pelo ONS com a participação dos agentes, com objetivo de garantir a transparência do processo. Os estudos são realizados em base mensal, com discretização em etapas semanais e por patamar de carga. Estabelecem políticas de

geração hidrotérmica e de intercâmbio, além de fornecer metas e diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL. As revisões semanais atualizam as informações do estado do sistema, as condições meteorológicas e as previsões de carga e de afluências.

### **O Programa Diário da Operação Eletroenergética**

O Programa Diário da Operação Eletroenergética – PDE, tem como objetivo garantir a otimização energética dos recursos de geração e a segurança operacional do SIN, estabelecendo os programas diários de carga, geração e intercâmbio, com base na proposta de geração definida pelo modelo de curtíssimo prazo (modelo DESSEM).

### **O Modelo NEWAVE**

O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação individualizada do parque termelétrico e agregação por Reservatórios Equivalentes de Energia - REE para as usinas hidrelétricas. As demais fontes são modeladas como Usinas Não Simuladas Individualmente – UNSI, atendendo parte da carga do submercado onde estão presentes.

Os intercâmbios de energia, que interligam os submercados, são representados por conexões equivalentes, com o intuito de simplificar a modelagem das linhas de transmissão.

A topologia dos submercados, os reservatórios equivalentes de energia e os intercâmbios de energia são ilustrados na Figura 2.

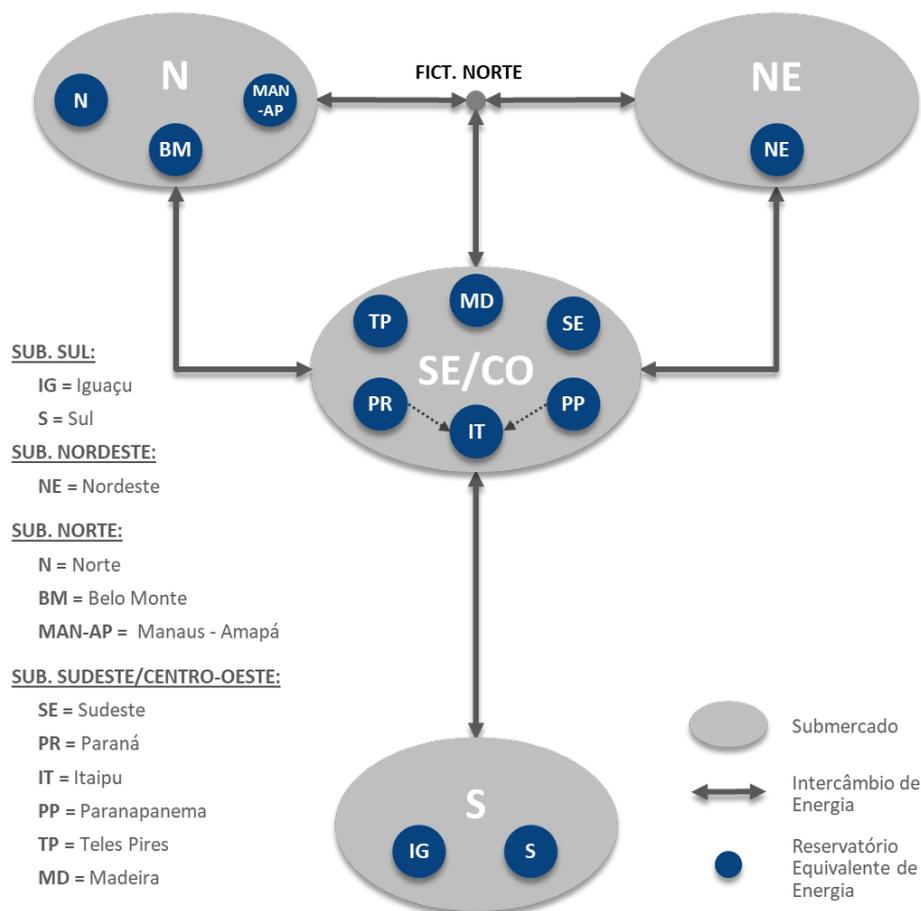


Figura 2: Representação dos submercados, dos Reservatórios Equivalentes de Energia e intercâmbios de energia do SIN no modelo NEWAVE

O objetivo principal do NEWAVE é determinar uma política de operação que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento.

Um dos principais resultados obtidos pela estratégia de solução do modelo NEWAVE é a Função de Custo Futuro (A Função de Custo Futuro valora o custo esperado da operação dependendo da tendência hidrológica e dos níveis dos reservatórios para o horizonte de planejamento. Esta função é calculada iterativamente minimizando o custo imediato e o custo futuro), que permite o acoplamento com o modelo de curto prazo – DECOMP, compatibilizando a política de operação dessas duas etapas.

### O Modelo DECOMP

O DECOMP é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação dos parques termelétrico e hidrelétrico de forma individualizada. Os intercâmbios de energia entre submercados são modelados de maneira semelhante ao NEWAVE, com algumas particularidades referentes à representação individualizada.

O objetivo do DECOMP é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis (previsões de cargas, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, função de custo futuro do NEWAVE, etc).

O modelo DECOMP fornece a Função de Custo Futuro, resultado da estratégia de solução do curto prazo, para o acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo - DESSEM.

### O Modelo DESSEM

O DESSEM é um modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com representação das usinas termelétricas por unidade geradora, considerando as restrições de *unit commitment* (Unit Commitment é o conjunto de restrições operativas que engloba a representação da rampa de acionamento, tempo mínimo de acionamento, rampa de desligamento, tempo mínimo desligamento até um novo acionamento, além de taxa e frequência de tomada de carga, dentre outras) e a operação em ciclo combinado, enquanto as usinas hidrelétricas são representadas de forma individualizada.

Os limites de transferência de energia entre submercados podem também ser representadas por meio de limites de intercâmbio dinâmicos, que dependem das condições operativas do sistema.

O objetivo do DESSEM é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto mais detalhado das informações (previsões de carga, vazões, geração eólica, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do DECOMP).

## 2. Detalhamento das Etapas da Formação do PLD

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Preço de Liquidação das Diferenças”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

O tratamento dos dados de entrada diferencia o processamento dos modelos NEWAVE/DECOMP/DESSEM executados pela CCEE em relação aos executados pelo ONS.

### O Esquema Geral

Por razões que serão explicitadas a seguir, a CCEE realiza algumas alterações nos decks recebidos do ONS. A [Figura 3](#) ilustra o fluxo das atividades necessárias para o cálculo do PLD:

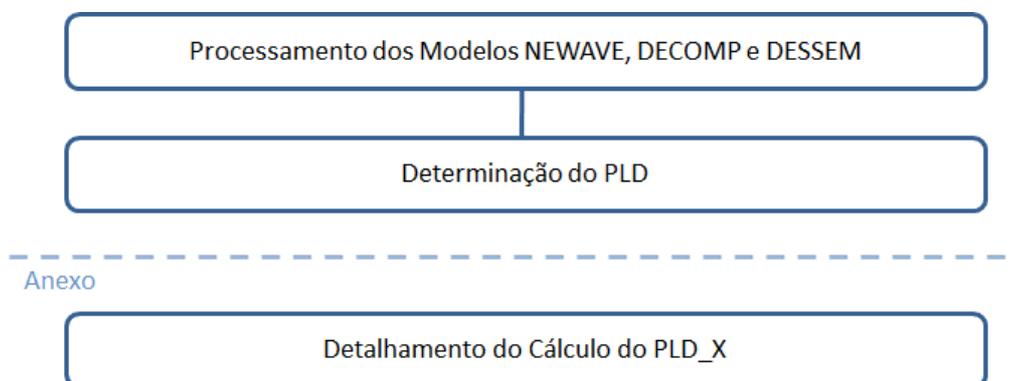


Figura 3: Esquema Geral do Cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças

## 2.1. Processamentos dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

### Objetivo:

Calcular o CMO, principal insumo para a determinação do PLD.

### Contexto:

O CMO estabelece quanto custa produzir um MWh adicional para o submercado, conforme previsto na legislação vigente, deve ser a base para o PLD. A [Figura 4](#) destaca esta etapa em relação ao módulo completo:

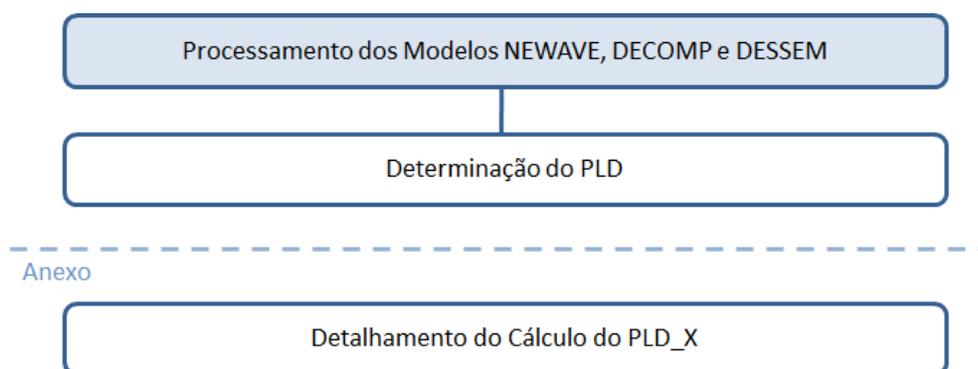


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Preço de Liquidação das Diferenças”

### 2.1.1. Detalhamento dos Processamentos dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

1. Mensalmente o ONS processa e encaminha à CCEE o deck com os dados utilizados para o processamento do NEWAVE. Esse conjunto de dados é resultado do Programa Mensal da Operação Energética – PMO.
2. Após o recebimento dos dados do NEWAVE, a CCEE realiza o tratamento para processamento do modelo, com o objetivo de obter a função de custo futuro necessária para o encadeamento com o modelo de curto prazo – DECOMP. A execução do NEWAVE está restrita à semana que antecede a primeira semana operativa de cada mês. Semanalmente, o ONS processa e encaminha à CCEE o deck com os dados utilizados para o processamento do DECOMP.
3. Após o recebimento desses dados, a CCEE realiza o tratamento e o processamento do modelo, com o objetivo de obter uma nova função de custo futuro, necessária para a execução do modelo de curtíssimo prazo – DESSEM. A execução do DECOMP está restrita ao dia útil que antecede a próxima semana operativa.
4. Por fim, diariamente a CCEE, recebe do ONS o deck com os dados para o processamento do DESSEM, realiza o tratamento dos dados e efetua o processamento do DESSEM com objetivo de calcular o PLD em base horária válido para o dia subsequente.
5. Diferentemente do planejamento da operação do ONS, que considera todas as restrições elétricas do sistema, a CCEE para calcular o PLD deve considerar a energia como sendo igualmente disponível em todos os pontos de consumo de um mesmo submercado.

6. Assim sendo, os dados oriundos do ONS e recebidos pela CCEE para cálculo do PLD são tratados em cada uma das etapas descritas anteriormente, de forma a **não** considerar as restrições elétricas internas aos submercados.
7. Entretanto, a regulamentação vigente prevê alguns tratamentos excepcionais das restrições elétricas para a formação do PLD. Deverão ser representadas na formação do PLD as restrições elétricas internas que impactam a capacidade de intercâmbio entre submercados:
  - i. cuja eliminação necessita de solução de planejamento; ou
  - ii. que a previsão de recomposição seja superior a um mês.

**Representação Gráfica – Restrição elétrica interna que não impacta a capacidade de intercâmbio entre os submercados:**

Suponha que seja identificada a situação apresentada na Figura 5 onde há uma restrição na linha de transmissão entre N1-N2, interna ao submercado 1, e que não afete os limites de transmissão entre os submercados 1 e 2.

Como existe uma restrição elétrica na linha de transmissão, para que a carga L1 seja atendida, é necessário manter um nível mínimo de geração na usina G1. Esse nível mínimo de geração será considerado pelo ONS no PMO.

No entanto, como a geração mínima foi determinada por conta de uma restrição elétrica interna ao submercado, e restrições dessa natureza não são consideradas na formação do preço, o nível mínimo de geração será desconsiderado no deck da CCEE.

No NEWAVE esse procedimento é adotado somente nas usinas termelétricas, visto que as hidrelétricas são representadas por meio do reservatório equivalente de energia.

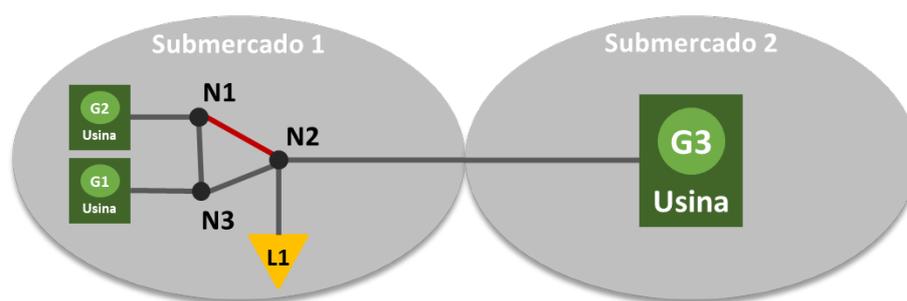


Figura 5: Restrição Elétrica Interna ao Submercado que não impacta a capacidade de intercâmbio entre eles

**Representação Gráfica– Restrição elétrica interna, de caráter estrutural, que impacta a capacidade de intercâmbio entre os submercados:**

A Figura 6 ilustra restrições elétricas internas ao submercado 2, entre N1 e N2 e entre N2 e N3, fazendo com que a geração das usinas G<sub>1</sub> e G<sub>2</sub>, concorram com o envio de energia do submercado 1 para o submercado 2. Considerando que estas restrições elétricas internas ao submercado 2, de

caráter estrutural, impactam a capacidade de intercâmbio entre os submercados 1 e 2, as mesmas são consideradas no cálculo do PLD.

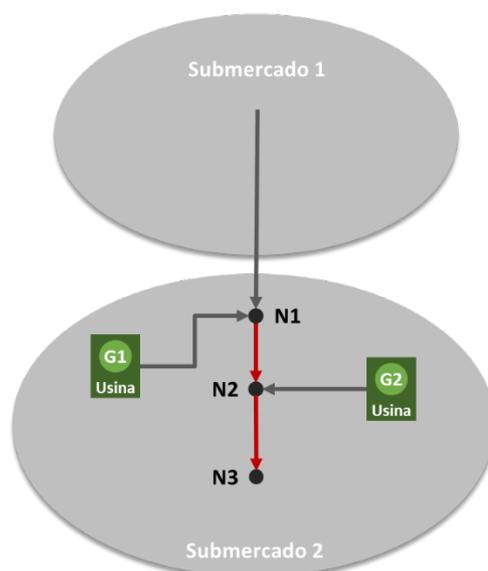


Figura 6: Restrição Elétrica Interna, de caráter estrutural, ao Submercado que impacta a capacidade de intercâmbio entre eles

### 2.1.2. Dados de Entrada do Processamento dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Arquivos de Entrada do NEWAVE, DECOMP e DESSEM		
Arquivos de Entrada do NEWAVE, DECOMP e DESSEM	Descrição	Arquivos de Entrada do NEWAVE: item 3 do Manual do Usuário do NEWAVE – Especificação dos dados de entrada. Arquivos de Entrada do DECOMP: item 3 do Manual do Usuário do DECOMP – Descrição dos arquivos de dados de entrada. Arquivos de Entrada do DESSEM: item 3 do Manual do Usuário do DESSEM – Descrição dos arquivos de dados de entrada.
	Unidade	-
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	-

### 2.1.3. Dados de Saída do Processamento dos Modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Custo Marginal de Operação Semi-Horário		
CMO_SH <sub>s,js</sub>	Descrição	Custo para se produzir o próximo MWh para o sistema, calculado pela aplicação dos modelos

	NEWAVE, DECOMP e DESSEM antes da operação física do sistema (cálculo ex-ante). Definido por submercado “s”, no período semi-horário “js”
Unidade	R\$/MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Arquivos de Saída do NEWAVE, DECOMP e DESSEM

<b>Arquivos de Saída do NEWAVE, DECOMP e DESSEM</b>	Descrição	Arquivos de Saída do NEWAVE: item 4.1 do Manual do Usuário do NEWAVE – Função de Custo Futuro que é utilizado pelo DECOMP. Arquivos de Saída do DECOMP: item 4.2 do Manual do Usuário do DECOMP – Função de Custo Futuro que é utilizado pelo DESSEM. Arquivos de Saída do DESSEM: item 4 do Manual do Usuário do DESSEM – Relatório dos subsistemas (PDO_SIST) que contém o Custo Marginal de Operação e geração das usinas
	Unidade	-
	Valores Possíveis	-

## 2.2. Determinação do PLD

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Preço de Liquidação das Diferenças”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### Objetivo:

Calcular o PLD, valor utilizado na contabilização do MCP.

### Contexto:

O PLD é determinado com base no CMO horário, considerando a aplicação dos limites mínimo e máximos estrutural e horário estabelecidos pela ANEEL para todos submercados. A [Figura 7](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

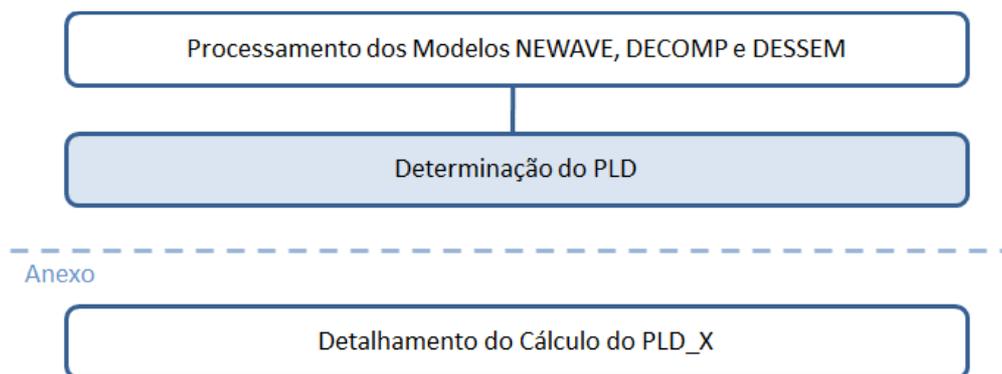


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Preço de Liquidação das Diferenças”

### 2.2.1. Determinação do PLD

O processo de determinação do PLD é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- O cálculo do Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante é realizado com o objetivo de encontrar o CMO na base horária, sendo obtido através da média horária dos CMOs semi-horários oriundos dos decks do DESSEM, desta forma é expresso por:

$$CMO\_SR\_EA_{s,j} = \frac{\sum_{js \in j} CMO\_SH_{s,js}}{2}$$

Onde:

$CMO\_SR\_EA_{s,j}$  é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CMO\_SH_{s,js}$  é o Custo Marginal de Operação Semi-Horário determinado por submercado “s”, no período semi-horário “js”

#### **Importante:**

Em caso de acionamento da contingência na determinação do PLD, nos termos dos Procedimentos de Comercialização, também serão aplicados os limites de PLD Mínimo, Máximo Horário e, quando a média diária dos PLDs horários for superior ao PLD Máximo Estrutural, será aplicado o processo iterativo do PLD Máximo Estrutural, antes da divulgação.

Se a contingência adotada utilizar o valor na granularidade semana/patamar, o valor será replicado para todas as horas ao longo daquela semana e patamar, respeitando os patamares de carga de cada hora, também obedecendo os limites máximos e mínimo conforme disposto no parágrafo anterior.

- A sequência de cálculos para determinação do Preço de Liquidação das Diferenças ajustado ao Limite Máximo Estrutural e aos limites de PLD Máximo Horário e Mínimo, estipulados pela Aneel ~~segundo REN-858/2019~~, é realizada de forma iterativa, começando em  $\sigma=1$  até  $\sigma=n$ , com incrementos unitários, sendo finalizada quando a média dos valores diários do PLD for

menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural, conforme disposto no fluxograma a seguir e nas Linhas de Comando abaixo:

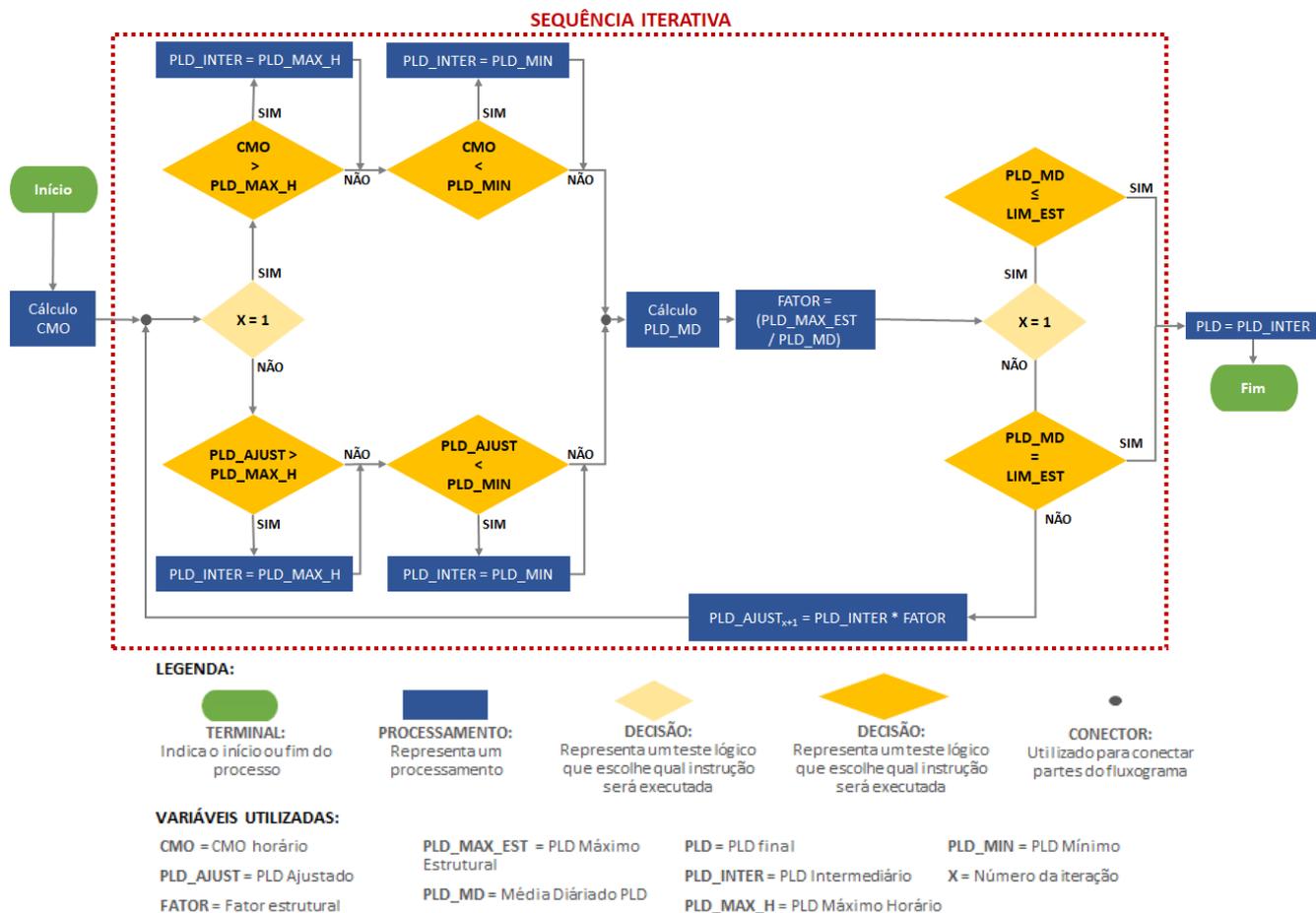


Figura 8 - Fluxograma da metodologia do PLD Estrutural

9.1. O PLD Intermediário, definido por submercado, será determinado dependendo do número de iterações de “ $\sigma$ ”. Caso esteja na primeira iteração ( $\sigma=1$ ), o valor utilizado no seu cálculo deve ser o CMO Sem Restrição Ex-Ante. Caso contrário, o valor utilizado no cálculo do PLD Intermediário será o PLD Ajustado ao Limite Estrutural, conforme a seguinte expressão:

Se  $\sigma=1$ , então:

$$PLD\_INTER_{s,j,\sigma} = \min(\max(CMO\_SR\_EA_{s,j}; PLD\_MIN_f); PLD\_MAX\_H_f)$$

Caso contrário:

$$PLD\_INTER_{s,j,\sigma} = (\max(PLD\_AJUST\_EST_{s,j,\sigma}; PLD\_MIN_f))$$

Onde:

$PLD\_INTER_{s,j,\sigma}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ $\sigma$ ”

$CMO\_SR\_EA_{s,j}$  é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”

PLD\_MIN<sub>f</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração “f”

PLD\_MAX\_H<sub>f</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Horário determinado para o ano de apuração “f”

PLD\_AJUST\_EST<sub>s,j,σ</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela Aneel, calculado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “σ”

- 9.2. O cálculo do PLD Médio Diário é obtido, para cada iteração, a partir da média dos PLDs Intermediários, de acordo com a expressão:

$$PLD\_MD_{s,d,\sigma} = \frac{\sum_{j \in d} PLD\_INTER_{s,j,\sigma}}{D\_HORAS_d}$$

Onde:

PLD\_MD<sub>s,d,σ</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado “s”, que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia “d”, na iteração “σ”

PLD\_INTER<sub>s,j,σ</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “σ”

D\_HORAS<sub>d</sub> é a Quantidade de Horas que compõe o dia “d”

“d” é a dimensão que contém o número de horas que representa um dia, composto pelos 24 períodos de comercialização “j”

- 9.3. O Fator Estrutural estabelece o percentual, para cada iteração, do quanto será necessário ajustar nos valores de CMOs Sem Restrição Ex-Ante, para que a média diária dos PLDs seja igual ao Limite Estrutural, determinado pela Aneel. Esse fator é expresso por:

$$F\_EST_{s,d,\sigma} = \frac{PLD\_MAX\_EST_f}{PLD\_MD_{s,d,\sigma}}$$

Onde:

F\_EST<sub>s,d,σ</sub> é o Fator Estrutural calculado por submercado “s”, para o dia “d”, na iteração “σ”

PLD\_MAX\_EST<sub>f</sub> é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

PLD\_MD<sub>s,d,σ</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado “s”, que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia “d”, na iteração “σ”

### **Importante:**

No cálculo do Fator Estrutural (F\_EST) devem ser utilizadas 12 casas decimais.

- 9.4. A finalização da sequência de cálculos para determinação do PLD Ajustado ao Limite Máximo Estrutural, ocorre quando a média dos valores diários do PLD for menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural. Caso esta condição não seja verdadeira, se faz necessário o cálculo do PLD Ajustado ao Limite Estrutural, para a próxima iteração, que é definido com a aplicação do Fator Estrutural, da iteração atual, de acordo com as expressões a seguir:

*Caso*

*Para  $\sigma=1$*

$$PLD\_MD_{s,d,\sigma} \leq PLD\_MAX\_EST_f;$$

*ou para  $\sigma>1$*

$$PLD\_MD_{s,d,\sigma} = PLD\_MAX\_EST_f;$$

*Então:*

$$PLD_{s,j} = PLD\_INTER_{s,j,\sigma}$$

*Caso Contrário:*

$$PLD\_AJUST\_EST_{s,j,\sigma+1} = F\_EST_{s,d,\sigma} * PLD\_INTER_{s,j,\sigma}$$

Onde:

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$PLD\_MD_{s,d,\sigma}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado “s”, que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia “d”, na iteração “ $\sigma$ ”

$PLD\_MAX\_EST_f$  é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

$PLD\_INTER_{s,j,\sigma}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ $\sigma$ ”

$PLD\_AJUST\_EST_{s,j,\sigma}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela Aneel, calculado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ $\sigma$ ”

$F\_EST_{s,d,\sigma}$  é o Fator Estrutural calculado por submercado “s”, para o dia “d”, atribuído na iteração “ $\sigma$ ”

#### **Importante:**

A iteração “ $\sigma$ ” ocorre pela verificação do PLD Médio Diário (PLD\_MD) para cada submercado. Assim, caso o valor do PLD\_MD seja inferior ou igual ao Limite Máximo Estrutural (PLD\_MAX\_EST), as iterações cessam e não é necessário executar novamente o cálculo das Linhas de Comando 9.1, 9.2, 9.3, 9.4. Do contrário, sua execução se faz necessária até que a média diária ajustada do PLD (PLD\_MD) atinja o limite estrutural.

## 2.2.2. Dados de Entrada da Determinação do PLD

<b>Custo Marginal de Operação Semi-Horário</b>		
<b>CMO_SH<sub>s,sj</sub></b>	Descrição	Custo para se produzir o próximo MWh para o sistema, calculado pela aplicação dos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM antes da operação física do sistema (cálculo ex-ante). Definido por submercado “s”, no período semi-horário “js”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	DESSEM
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo</b>		
<b>PLD_MIN<sub>f</sub></b>	Descrição	Valor mínimo que o PLD pode assumir em uma hora para um determinado ano de apuração “f”. Este valor é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a TEOItaipu e a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural</b>		
<b>PLD_MAX_EST<sub>f</sub></b>	Descrição	Limite máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Horário</b>		
<b>PLD_MAX_H<sub>f</sub></b>	Descrição	Limite máximo que o PLD pode assumir na hora. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel

Valores  
Possíveis                      Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída da Determinação do PLD

Preço de Liquidação das Diferenças		
PLD <sub>s,j</sub>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

## 3. Anexos

### 3.1. Detalhamento do Cálculo do PLD<sub>X</sub>

#### Objetivo:

Calcular o PLD<sub>X</sub>, necessário para precificar os encargos a serem pagos às usinas hidrelétricas em função de deslocamento hidráulico ocorrido por geração fora da ordem de mérito, conforme definido pela Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, e regulamentação ~~especifica estabelecida pela Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017.~~

#### Contexto:

Este anexo detalha as etapas de cálculos do PLD<sub>X</sub>, que se define como o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, em R\$/MWh. O PLD<sub>X</sub> será calculado e divulgado anualmente pela CCEE no mês da contabilização de janeiro. A ~~Figura 9~~ relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

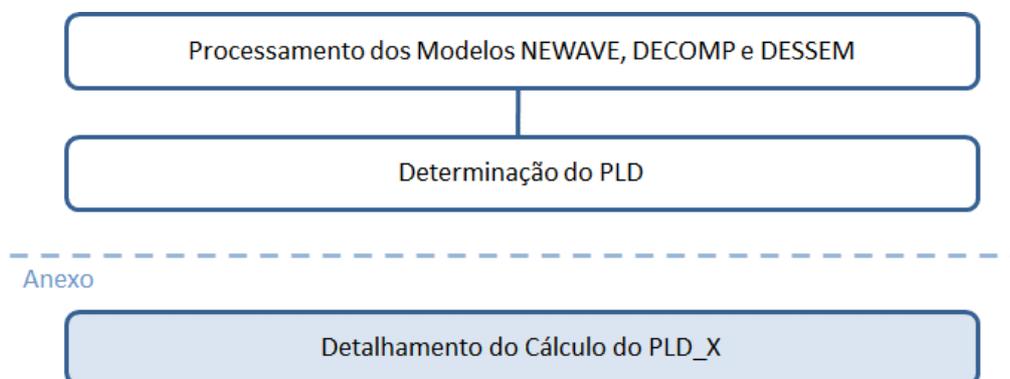


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Preço de Liquidação das Diferenças”

### 3.1.1. Detalhamento do Processo de Determinação do PLD\_X

O PLD\_X é calculado a partir dos seguintes comandos e expressões:

10. Determinar o PLD Médio Mensal de um Submercado ponderado pela carga, desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD\_X. O cálculo é feito pela razão entre o produto do PLD Médio Mensal do período citado de cada submercado e o consumo do submercado do ano civil anterior ao cálculo do PLD\_X, considerado no centro de gravidade, pelo consumo total do SIN no centro de gravidade, também do ano anterior:

$$PLD\_MM_m = \frac{\sum_s (PLD\_MS_{s,m} * TRC\_A_{s,f-1})}{\sum_s TRC\_A_{s,f-1}}$$

$$\forall m \in MX$$

Onde:

PLD\_MM<sub>m</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal do no mês de apuração “m”

PLD\_MS<sub>s,m</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal de um Submercado, por submercado “s”, no mês de apuração “m”

TRC\_A<sub>s, f-1</sub> é o Total de Consumo Anual no submercado “s”, no ano de apuração “f”  
“f-1” é o ano civil anterior ao cálculo do PLD\_X

“MX” é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD\_X

- 10.1. O Total de Consumo Anual de um submercado é determinado pela soma do consumo de todos os agentes com perfil de consumo para cada submercado, no ano de apuração, a partir da seguinte equação:

$$TRC\_A_{s,f-1} = \sum_{m \in f-1} \sum_{j \in m} \sum_a TRC_{a,s,j}$$

Onde:

TRC\_A<sub>s, f-1</sub> é o Total de Consumo Anual no submercado “s”, no ano de apuração “f”

TRC<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“f-1” é o ano civil anterior ao cálculo do PLD\_X

11. O Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado é determinado pela atualização do PLD médio mensal pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, referenciado a dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD\_X, a partir da seguinte expressão:

$$PLD\_MMA_m = PLD\_MM_m * \frac{NIPCA_{md}}{NIPCA_m}$$

$$\forall m \in MX$$

Onde:

$PLD\_MMA_m$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal Atualizado no mês de apuração “m”

$PLD\_MM_m$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“md” é o mês de dezembro do ano anterior ao cálculo do  $PLD\_X$ , utilizado como referência para a atualização

“MX” é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do  $PLD\_X$

12. O Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado Limitado é determinado pela limitação do PLD médio atualizado entre os valores máximo e mínimo do PLD vigentes no ano de apuração do  $PLD\_X$ , a partir da seguinte expressão:

$$PLD\_MMAL_m = \min(\max(PLD\_MMA_m; PLD\_MIN_f); PLD\_MAX\_EST_f)$$

$$\forall m \in MX$$

Onde:

$PLD\_MMAL_m$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado Limitado no mês de apuração “m”

$PLD\_MMA_m$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal Atualizado no mês de apuração “m”

$PLD\_MIN_f$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração “f”

$PLD\_MAX\_EST_f$  é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

“MX” é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do  $PLD\_X$

13. O  $PLD\_X$  é obtido a partir da mediana dos valores do PLD Médio atualizados e limitados, considerando o intervalo de tempo que se inicia em janeiro de 2001 e vai até o mês de dezembro do ano anterior ao ano de cálculo do  $PLD\_X$ , através da seguinte expressão:

$$PLD\_X_f = \text{mediana}(PLD\_MMAL_m)$$

$$\forall m \in MX$$

Onde:

$PLD\_X_f$  é o Preço associado ao custo de oportunidade de geração das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano corrente “f”

$PLD\_MMAL_m$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Atualizado Limitado no mês de apuração “m”

“MX” é o conjunto de meses desde janeiro de 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo do PLD\_X

**Importante:**

O PLD\_X só será calculado uma vez por ano, independentemente de ocorrer recontabilização da carga.

### 3.1.2. Dados de Entrada do Detalhamento do Cálculo do PLD\_X

<b>Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo</b>		
<b>PLD_MIN<sub>f</sub></b>	Descrição	Valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano de apuração “f”. Este valor é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a TEOItaipu e a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural</b>		
<b>PLD_MAX_EST<sub>f</sub></b>	Descrição	Limite máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal</b>		
<b>PLD_MS<sub>s,m</sub></b>	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal de um Submercado, por submercado, “s”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo Total do Perfil do Agente</b>	

Descrição	Consumo Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída do Detalhamento do Cálculo do PLD<sub>X</sub>

<b>Preço do Deslocamento Hidráulico</b>		
<b>PLD<sub>X<sub>f</sub></sub></b>	Descrição	Preço associado ao custo de oportunidade de geração das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano corrente “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

**ANEXO III**  
**Medição Física**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com ativos de geração ou consumo modelados no SCL.

A geração e o consumo de energia dos agentes, incluindo as perdas associadas, são informações fundamentais para todo o sistema, sendo considerados como dados de entrada para uma contabilização.

Os dados de energia elétrica, coletados nos pontos de medição, pela CCEE, por meio do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE - sistema utilizado pela CCEE para coleta diária e tratamento dos dados de medição), são usados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). A forma de coleta desses dados pelo SCDE garante a exatidão das grandezas obtidas nos prazos exigidos. O cálculo e a consideração das perdas de energia no sistema elétrico e as respectivas alocações aos pontos de medição são tratados no Processo de Medição, ilustrado na [Figura 1](#), composto de duas etapas:

- a “Medição Física”, que trata os dados coletados no SCDE, considerando os valores brutos adquiridos e a localização física dos pontos de medição, que impacta na alocação das perdas; e
- a “Medição Contábil”, que trata das especificidades de cada agente, aplicando-lhes as normas legais e regulamentações vigentes, tendo como resultado as perdas associadas a cada ponto de medição de geração ou de consumo do sistema. Essa etapa do processo encontra-se detalhada no módulo de Regras denominado “Medição Contábil”.

A [Figura 1](#) a seguir apresenta a relação do módulo de “Medição Física” com os demais módulos das Regras de Comercialização.



Figura 1: Relação do módulo de Medição Física com o módulo de Medição Contábil

O objetivo do módulo “Medição Física” é:

- Apresentar o tratamento dos dados medidos e coletados pelo SCDE e sua integralização por período de comercialização,
- Calcular as perdas de redes compartilhadas, onde se enquadram como caso particular as Demais instalações de Transmissão Compartilhadas – DITCs;
- Determinar os valores de energia participantes ou isentos do rateio de perdas da Rede Básica, e
- Aplicar o tratamento da topologia aos pontos de medição para apurar o valor efetivamente consumido ou gerado em cada ponto de medição.

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Medição Física”, esquematizado na [Figura 2](#), sistematiza o processo de aquisição e o processamento das informações nos diferentes pontos de medição ao longo do sistema elétrico:

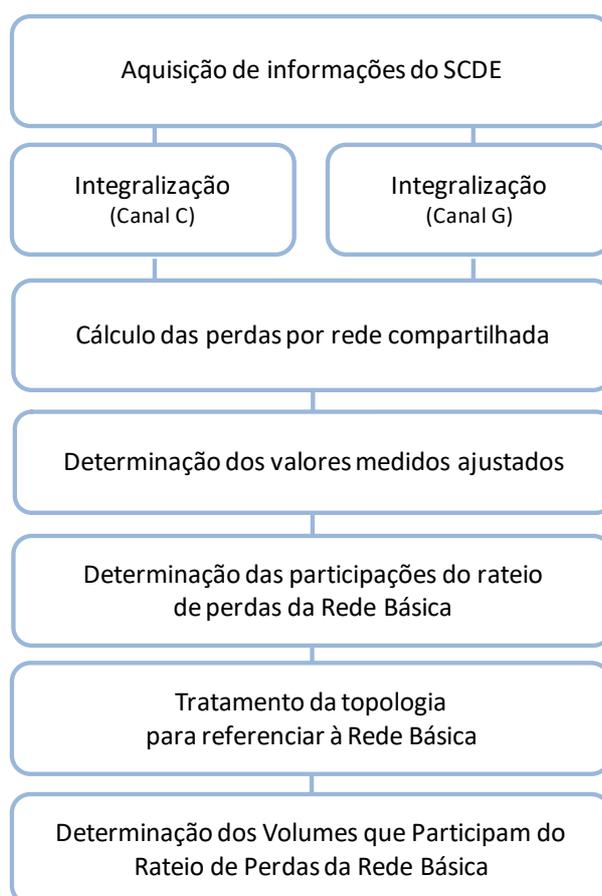


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas dos processos que serão detalhadas ao longo deste documento:

- **Aquisição de informações do SCDE:** Coleta, do SCDE, as informações necessárias ao cálculo das perdas e à determinação dos valores válidos para o processamento da contabilização.
- **Integralização:** Integraliza os dados coletados por canal de Consumo e de Geração (canal C e canal G), de modo a adequá-los as periodicidades e intervalos de tempo de apuração previstos nas Regras de Comercialização.
- **Cálculo das perdas por rede compartilhada:** Calcula as perdas elétricas resultantes das redes compartilhadas, onde se enquadram como caso particular as Demais instalações de Transmissão Compartilhadas – DITCs.
- **Determinação dos valores medidos ajustados:** Ajusta os valores medidos dos pontos de medição participantes de redes compartilhadas.
- **Determinação das participações no rateio de perdas da Rede Básica:** Define o tratamento das participações no rateio das perdas da Rede Básica em termos percentuais, decorrentes da localização dos pontos de geração/consumo na rede.
- **Tratamento da topologia para referenciar à Rede Básica:** Descreve o tratamento da Topologia da rede, visando referenciar todos os pontos de medição à Rede Básica.
- **Determinação dos volumes que participam do rateio de perdas da Rede Básica:** Define os volumes participantes do rateio das perdas da Rede Básica em MWh.

### 1.1.2. Processo de Aquisição de Informações do SCDE

A Medição Física é definida como a preparação dos dados coletados por canal, a partir dos Sistemas de Medição para Faturamento (SMF) dos agentes, transformando-os em informações válidas para o processamento da contabilização.

A aquisição desses dados pelo SCDE é feita de forma automática, diretamente das Unidades de Coleta de Medição (UCM) do agente ou dos pontos de medição que atendem aos requisitos técnicos previstos ~~no Anexo I (Especificação Técnica do SMF) do submódulo 12.2~~ dos Procedimentos de Rede do ONS.

O SCDE possibilita a realização de inspeções lógicas com acesso direto aos pontos de medição, proporcionando maior confiabilidade e acuracidade dos dados obtidos.

Ao serem transferidos para o SCL, os dados são tratados por canal de consumo e de geração (canal C e canal G, respectivamente), conforme são coletados pelo SCDE, dos canais “IN” e “OUT” ou “fornecido” e “recebido”, conforme a nomenclatura utilizada.

**Importante:**

Um exemplo da necessidade da separação entre canais e não se utilizar o líquido G – C ou C – G do ponto de medição: ocorre quando o consumo de energia de uma usina é fornecido através de um contrato cativo com a distribuidora local. Supondo que, no mesmo período de comercialização, a usina está parada por 50 minutos, consumindo da rede da distribuidora, e a geração, muito maior, ocorre por 10 minutos. Se for feito pelo líquido, o consumo que deveria ser apropriado à distribuidora não será considerado na contabilização. Dessa forma, os canais dos medidores são modelados em dois ativos diferentes, um da usina e outro da distribuidora.

**1.1.3. Integralização dos Dados**

Para fins de contabilização, os dados obtidos em intervalos de cinco minutos (períodos de coleta) são integralizados por período de comercialização, conforme ilustrado na [Figura 3](#) ~~Figura 3~~:

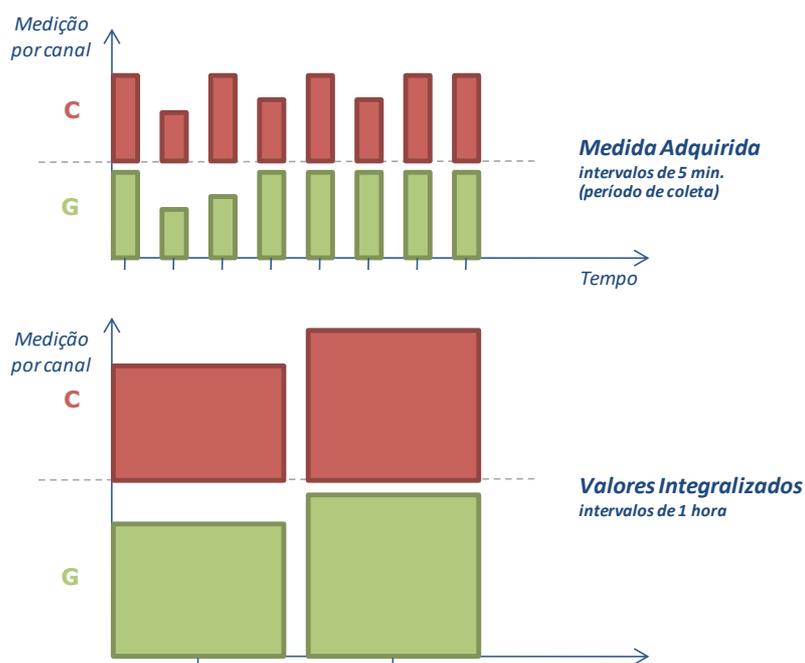


Figura 3: Aquisição e Integralização das medidas

**Importante:**

O agente deverá recorrer às informações apresentadas nos ~~Módulo 12~~ dos Procedimentos de Rede do ONS e nos Procedimentos de Comercialização específicos para definição de responsabilidades, sistemáticas e prazos para a elaboração e aprovação de projetos, montagem e comissionamento dos sistemas de medição para faturamento, projetos de manutenção e inspeção desses sistemas de medição, para a leitura dos pontos de medição e para certificação de padrões de trabalho desses sistemas.

#### 1.1.4. Referência à Rede Básica

Como as perdas contabilizadas referem-se à Rede Básica, os pontos de medição não conectados diretamente a essa rede devem ser referenciados a ela, para que seja possível avaliar o seu impacto (consumo/geração).

A [Figura 4](#) e a [Figura 5](#) ilustram, genericamente, esse processo. Observa-se que uma rede secundária (rede compartilhada) possui pontos de geração, consumo e perdas associadas.

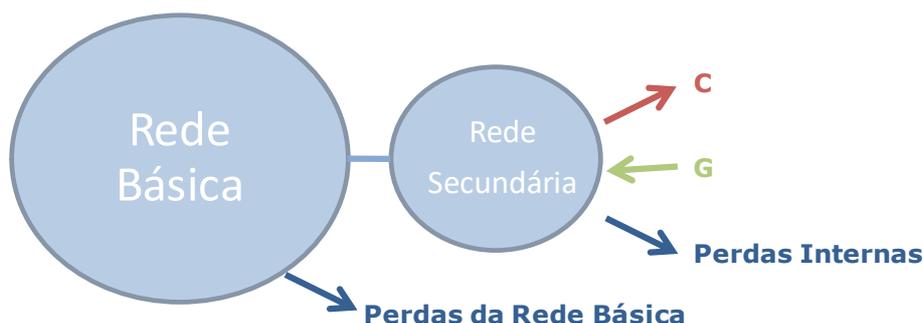


Figura 4: Configuração inicial – rede básica e secundária

As redes secundárias são de uso exclusivo dos agentes a elas conectados e as perdas internas devem ser assumidas por eles. Desse modo, o tratamento das redes secundárias deve refletir as medidas de geração/consumo referenciadas à Rede Básica. Para tal, associam-se aos valores medidos as parcelas referentes às perdas internas da rede secundária para, então, apurar as perdas da Rede Básica (As perdas da Rede Básica serão calculadas no módulo “Medição Contábil” das Regras de Comercialização. Neste módulo será apresentado apenas o cálculo da participação no rateio de perdas da Rede Básica).

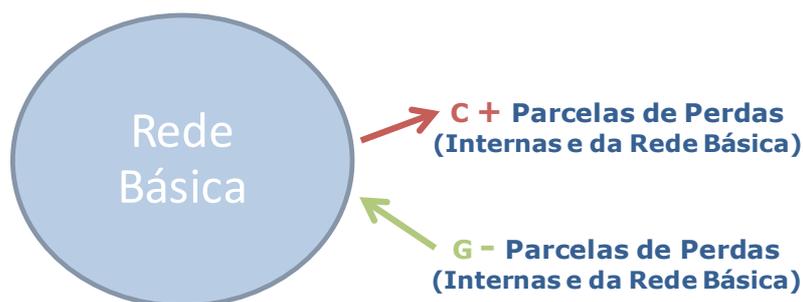


Figura 5: Configuração tratada – medição referenciada à Rede Básica

#### 1.1.5. Tratamento das perdas internas em uma rede compartilhada

As perdas internas correspondem às perdas decorrentes do transporte e transformações elétricas dentro de uma rede compartilhada.

Com a representação da topologia em árvore, as perdas internas de uma rede compartilhada são determinadas pela diferença entre os consumos/gerações líquidos, associados a dois níveis hierárquicos consecutivos.

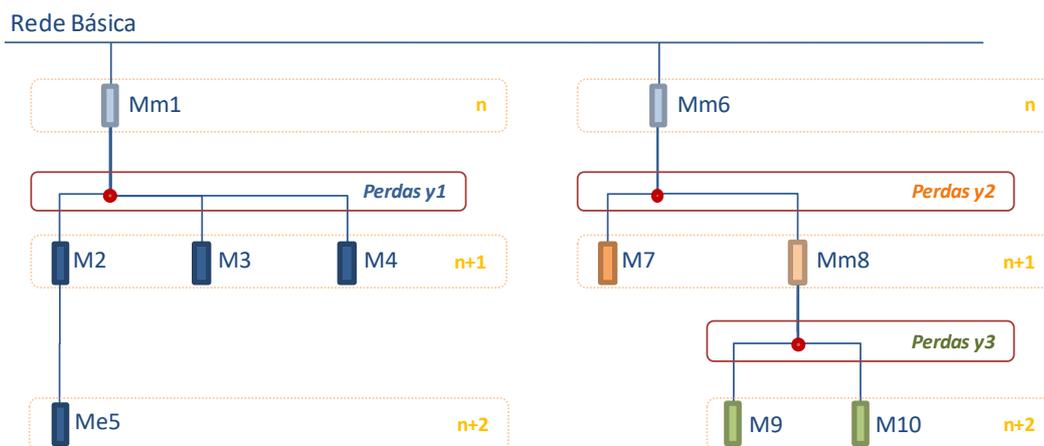


Figura 6: Representação da relação das perdas para as redes compartilhadas  $y_1$ ,  $y_2$  e  $y_3$

Os medidores Mm e Me representam respectivamente um ponto de medição de monitoração e um ponto de medição embutido.

Para que o rateio seja feito de forma equânime, as perdas em uma rede compartilhada são alocadas por canal, na proporção dos valores medidos em cada ponto de medição, em cada nível hierárquico ( $n$ ,  $n+1$ ,  $n+2$ ,...). As redes compartilhadas que estiverem modelando Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas – DITCs somente apresentarão dois níveis hierárquicos, tendo em vista o que consta ~~no art. 8º da Resolução Normativa n.º 067, de 08 de junho de 2004 em regulamentação específica.~~ Entretanto, eventuais instalações compartilhadas poderão ser modeladas no segundo nível das DITCs.

**Importante:**

Essa etapa focaliza o tratamento das perdas internas na rede secundária. É importante não confundi-lo com o cálculo da participação da rede secundária nas perdas da Rede Básica, que será tratado mais adiante.

Conforme ilustrado na ~~Figura 7~~ Figura 7, a perda associada ao ponto de medição M6 corresponde a uma parcela da perda apurada na rede compartilhada  $y_1$ , somada a uma parcela da perda apurada na rede compartilhada  $y_2$ , uma vez que a energia medida no ponto M6 percorreu todo o caminho, desde a Rede Básica até o ponto de consumo, passando pelas redes  $y_1$  e  $y_2$ .

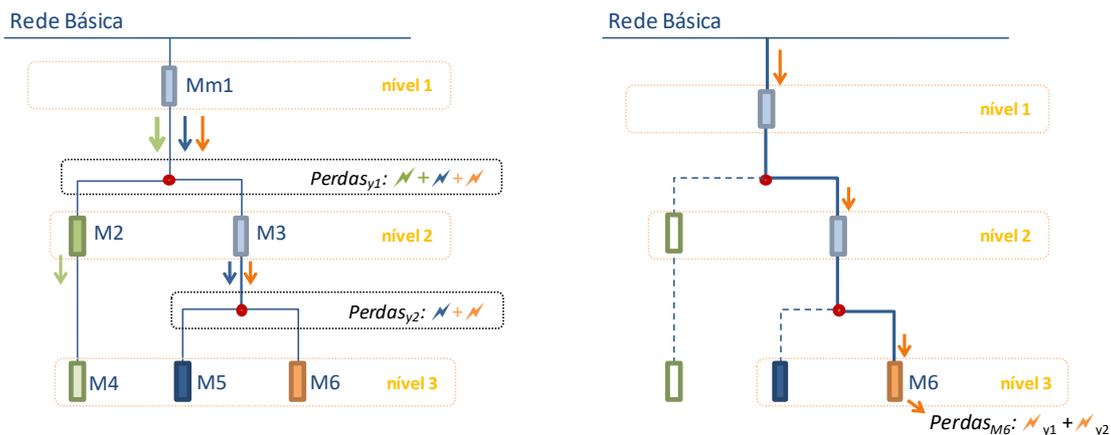


Figura 7: Representação da determinação de perda por rede compartilhada (esquerda) e o caminho em que o ponto de medição está associado para obtenção da perda por ponto de medição (direita)

### 1.1.6. Participação no rateio de perdas da Rede Básica

Além das perdas internas a uma rede compartilhada, os pontos de medição também são impactados pelas perdas da Rede Básica.

Conforme detalhado anteriormente, o tratamento das redes secundárias reflete as medidas de consumo/geração para a Rede Básica, avaliando o caminho de conexão de cada ponto de medição à Rede Básica. A participação de uma informação de consumo/geração no rateio das perdas da Rede Básica refere-se apenas ao montante intercambiado entre a rede compartilhada em que estão localizados e a Rede Básica.

Pontos de medição que não integram uma rede compartilhada participam totalmente do rateio de perdas da Rede Básica.

No caso de uma rede compartilhada com a característica consumidora, somente o montante consumido da Rede Básica é considerado para efeito do rateio de perdas da Rede Básica.

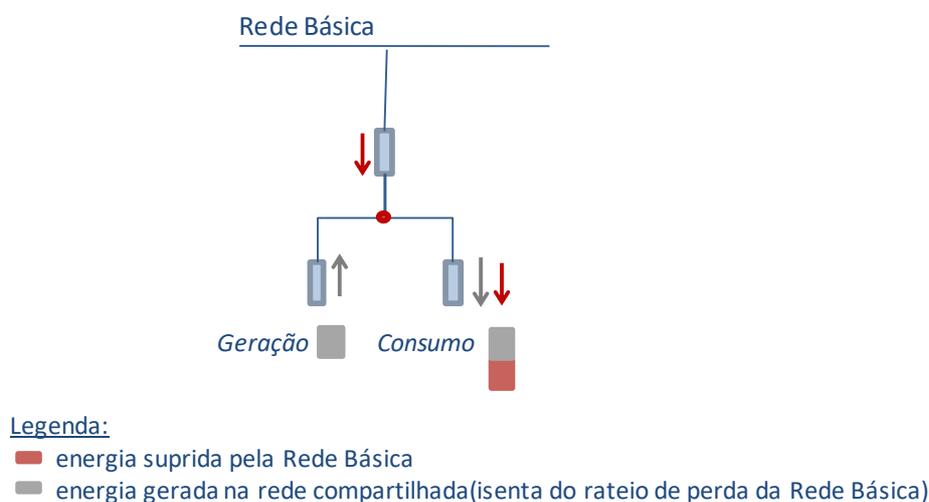


Figura 8: Representação da uma rede compartilhada com a característica consumidora

Já para uma rede compartilhada com a característica geradora, somente o montante entregue à Rede Básica é considerado para efeito do rateio de perdas da Rede Básica.

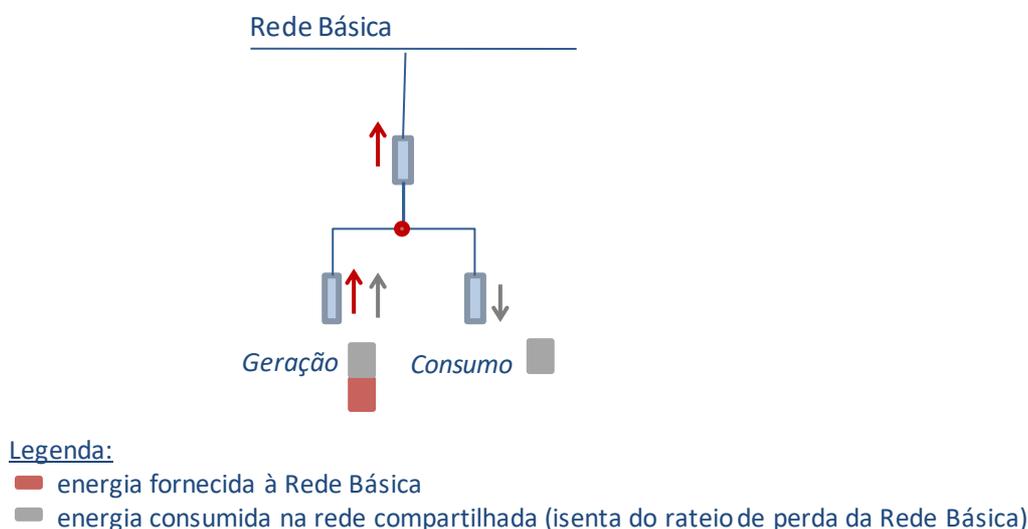


Figura 9: Representação de uma rede compartilhada com a característica geradora

A tabela abaixo apresenta um quadro resumo da participação no rateio de perdas da Rede Básica em função dos pontos de medição cadastrados na CCEE.

Pontos de Medição	Participação no Rateio de Perdas da Rede Básica
Não participantes de uma rede compartilhada	Participam totalmente do rateio
Participantes de uma rede compartilhada	Participam do rateio na proporção da energia refletida à Rede Básica em função da característica da rede: Geradora ou Consumidora

Em uma etapa posterior, para determinação dos volumes de energia que participam do rateio de perdas da Rede Básica, são atribuídos valores em termos de energia para os pontos de medição cadastrados. Essas informações serão utilizadas no módulo “Medição Contábil” para ajustar os valores medidos em função das perdas elétricas apuradas por período de comercialização.

### 1.1.7. Tratamento da Configuração Elétrica por Topologia

Como visto anteriormente, o tratamento dos dados de acordo com sua localização nas redes secundárias é essencial para referenciá-las à Rede Básica e, assim, uniformizar as informações coletadas dos pontos de medição cadastrados, adequando-as ao processamento da contabilização e liquidação da energia elétrica no âmbito da CCEE.

A forma como são cadastrados os pontos de medição de faturamento em uma estrutura lógica (topologia) é fundamental para a determinação da medição contábil associada a cada agente proprietário de determinado ativo, seja de geração ou consumo.

Utiliza-se o conceito de topologia em árvore para representar o sistema elétrico como uma série de barramentos e pontos de medição interconectados, partindo da Rede Básica ou de um barramento

principal. Essa representação segue rigorosamente as relações físicas entre os pontos de medição mapeados pela CCEE no SCDE.

Dentro desse conceito, uma rede compartilhada é composta por “raiz” ou “raízes” (pontos de medição de conexão de uma instalação à Rede Básica) ligadas a outros pontos de medição denominados “descendentes”, que também podem possuir outros descendentes. Um medidor que não possui descendente é denominado “terminal”.

A [Figura 10](#) ilustra a terminologia introduzida, destacando as árvores e subárvores (representada por diferentes cores), as redes e os níveis hierárquicos.

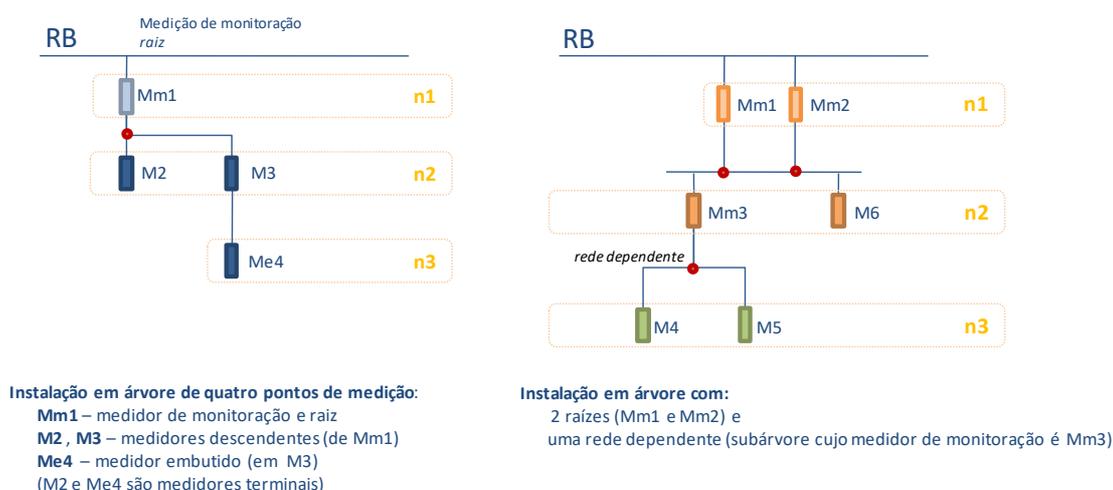


Figura 10: Exemplos de topologia em árvore

A descendência entre pontos de medição existe quando não há conexão direta com a Rede Básica. Quando isso ocorre, esse ponto de medição pode estar influenciando outro ponto de medição (primeiro caso da [Figura 10](#)), ou conectado em uma rede secundária caracterizada como uma rede compartilhada (segundo caso da [Figura 10](#)). Nessa segunda situação, o ponto de medição terá tratamento específico a ser detalhado neste documento.

A topologia de uma rede compartilhada deve ser iniciada por um ou mais pontos de medição de monitoração “raiz” e ter a identificação de todos os pontos de medição que participam da mesma rede. Na eventualidade de uma abertura na árvore, a rede dependente ou secundária será iniciada por um medidor de monitoração.

Toda rede compartilhada é composta por camadas correspondentes aos níveis hierárquicos. O primeiro nível é composto pelos pontos de medição de conexão da instalação principal com a Rede Básica (raízes) e os níveis subsequentes pelos pontos de medição descendentes e terminais.

## 2. Detalhamento das Etapas de Medição Física

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Medição Física”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Aquisição das informações do SCDE

**Objetivo:**

Aquisição das informações disponíveis no SCDE, nos canais de geração e de consumo.

### Contexto:

A aquisição de informações do SCDE corresponde à primeira etapa do módulo “Medição Física”, responsável pela informação básica para o processamento da contabilização. A [Figura 11](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

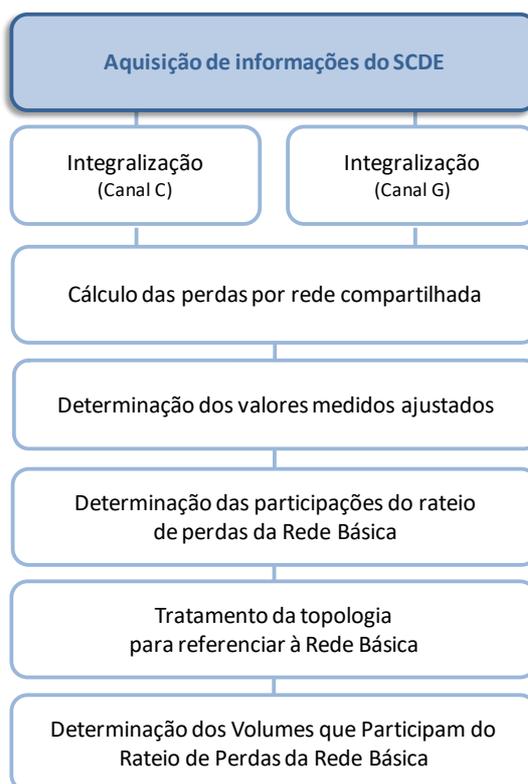


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

#### 2.1.1. Detalhamento do Processo de Aquisição das informações do SCDE

O processo de aquisição das informações do SCDE é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. Os dados de medição são coletados pelo SCDE, por ponto de medição, canal de consumo e canal de geração, por período de coleta (intervalos de 5 minutos), tanto para medição de energia ativa (kWh) quanto para energia reativa (kVArh).
2. Para aplicação das expressões apresentadas no presente módulo, serão considerados os valores por canal de consumo (canal C) e canal de geração (canal G) separados.

#### 2.1.2. Dados de Entrada da Aquisição das informações do SCDE

Medições coletadas pelo SCDE por canal C e G do ponto de medição cadastrado no sistema.

### 2.1.3. Dados de Saída da Aquisição das informações do SCDE

<b>Informação Coletada do canal C do ponto de medição</b>		
<b>SCDE_C<sub>i,z</sub></b>	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal C, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Informação Coletada do canal G do ponto de medição</b>		
<b>SCDE_G<sub>i,z</sub></b>	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada ponto de medição "i" principal/retaguarda cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Informação de Energia Reativa Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta</b>		
<b>MRU_G<sub>i,z</sub></b>	Descrição	Apresenta a medição de energia reativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado na barra da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE
	Unidade	kVarh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Informação de Energia Reativa Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta</b>		
<b>MRU_C<sub>i,z</sub></b>	Descrição	Apresenta a medição de energia reativa no canal C, coletada pelo SCDE por período de coleta "z", de cada medidor "i" (principal ou retaguarda) instalado no barramento da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE
	Unidade	kVarh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Integralização dos Dados Medidos

**Objetivo:**

Converter as informações adquiridas do SCDE em períodos de comercialização estabelecidos pelas Regras de Comercialização.

### Contexto:

Os dados no SCDE, registrados por período de coleta (cinco minutos), são integralizados para se tornarem compatíveis com o período de comercialização. A [Figura 12](#) evidencia a etapa de integralização e sua relação com o módulo completo.

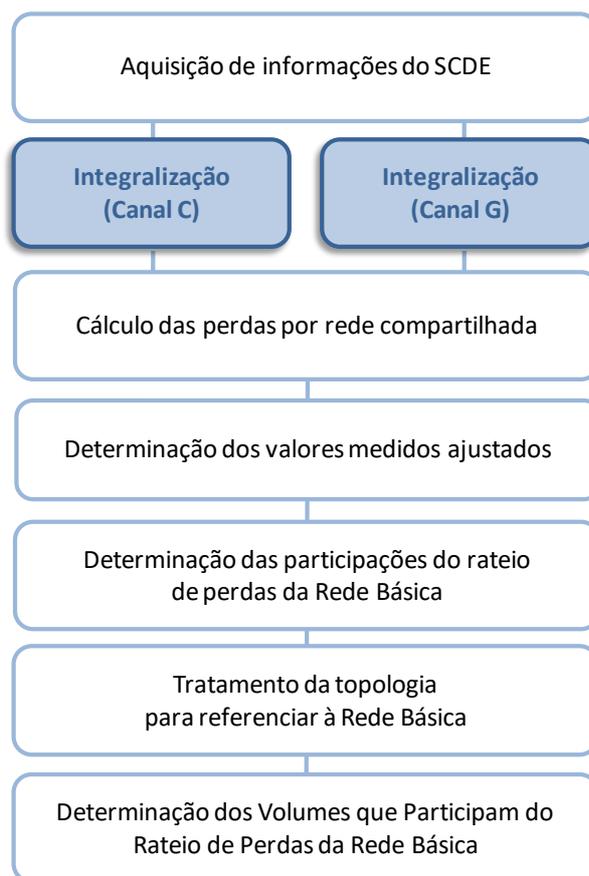


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

#### 2.2.1. Detalhamento do Processo

O processo de integralização dos dados medidos é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- Os valores coletados por canal são integralizados por meio da soma dos valores medidos, por período de coleta, que compõem o período de comercialização e convertidos de kWh para MWh:

$$M0_{C_{i,j}} = \frac{\sum_{z \in j} SCDE\_C_{i,z}}{1000}$$

$$M0_{G_{i,j}} = \frac{\sum_{z \in j} SCDE\_G_{i,z}}{1000}$$

Onde:

$MO_{C,i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$SCDE_{C,i,z}$  é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

$MO_{G,i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$SCDE_{G,i,z}$  é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

- 3.1. As demais etapas do módulo de Medição Física não consideram em seus cálculos os pontos de medição, localizados nos barramentos das unidades geradoras de usinas cadastradas na CCEE, denominados “Medição Bruta”.

### Representação Gráfica:

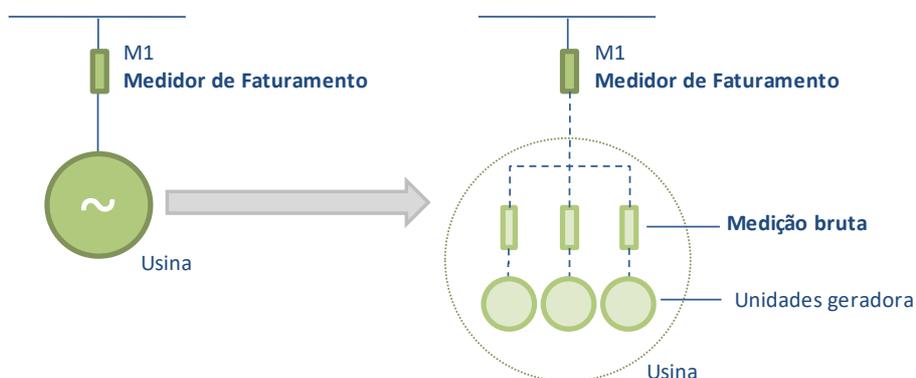


Figura 13: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento e de geração bruta

### 2.2.2. Dados de Entrada para Integralização dos Dados Medidos

Informação Coletada do canal C do ponto de medição		
<b>SCDE<sub>C,i,z</sub></b>	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal C, coletada pelo SCDE, por período de coleta “z”, de cada ponto de medição “i” principal/retaguada cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh
	Fornecedor	SCDE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Informação Coletada do canal G do ponto de medição		
<b>SCDE<sub>G,i,z</sub></b>	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta “z”, de cada ponto de medição “i” principal/retaguada cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh

Fornecedor	SCDE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída da Integralização dos Dados Medidos

<b>Medição Integralizada do canal C do ponto de medição</b>		
<b>MO_C<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo de cada ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” não ajustadas
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição Integralizada do canal G do ponto de medição</b>		
<b>MO_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” não ajustadas
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Cálculo das perdas por rede compartilhada

#### Objetivo:

Calcular as perdas atribuídas a cada rede compartilhada cadastrada na CCEE.

#### Contexto:

Os ativos de geração e consumo, modelados em redes compartilhadas, devem ratear as perdas apuradas. A [Figura 14](#) evidencia a etapa de apuração das perdas em relação ao módulo completo.

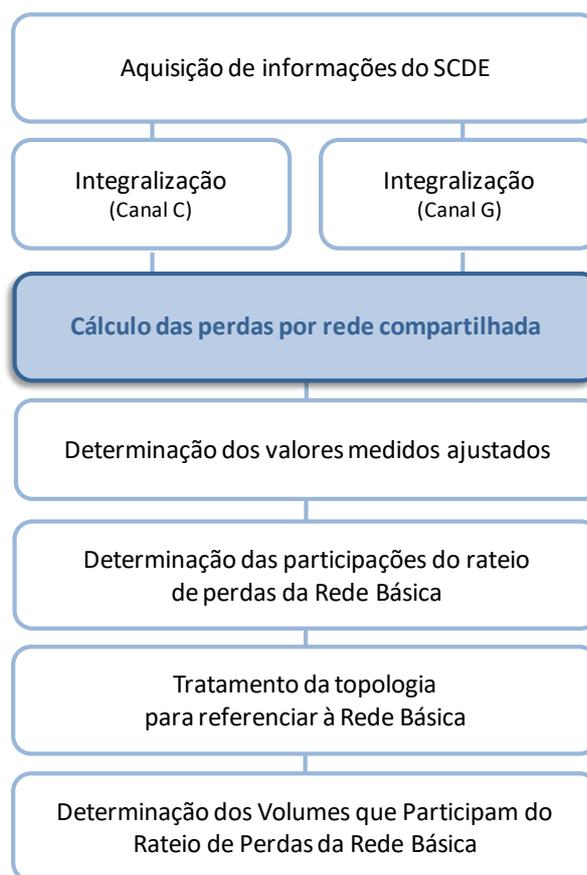


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

### 2.3.1. Detalhamento do Cálculo das Perdas por Rede Compartilhada:

O processo de cálculo das perdas por rede compartilhada é composto pelos seguintes comandos e expressões:

4. Os pontos de medição são cadastrados considerando sua localização física e seu relacionamento com outros pontos de medição e rede principal ou dependente em que estejam conectados.
5. As redes compartilhadas identificadas nesse documento pela dimensão “y” possuem dois níveis hierárquicos, sejam elas redes principais ou dependentes, e são compostas por pontos de medição cadastrados com as seguintes características:
  - 5.1. Ponto de medição de monitoração (Mm): quando esse for o ponto de medição de conexão de uma Rede Compartilhada com a Rede Básica (raiz) ou de conexão de uma subárvore com a rede principal.
  - 5.2. Ponto de medição participante de uma Rede Compartilhada (M): todo ponto de medição que estiver ligado diretamente a um ponto de monitoração na condição de descendente.
6. Os pontos de medição de uma Rede Compartilhada são ordenados dentro de uma estrutura topológica em árvore e vinculados a níveis hierárquicos, sendo que:

- 6.1. No primeiro nível ( $n=1$ ) são cadastrados os pontos de medição conectados diretamente à Rede Básica;
- 6.2. Pontos de medição descendentes, quando houver, são cadastrados nos próximos níveis hierárquicos;
- 6.3. Todo ponto de medição será vinculado a um caminho que identifica o ramo da estrutura da topologia em árvore que o conecta à Rede Básica, por meio do ponto de medição raiz.
7. As seguintes premissas devem ser observadas:
  - 7.1. Um ponto de medição não pode fazer parte de mais de uma estrutura de topologia em árvore cadastrada;
  - 7.2. Um ponto de medição não pode ser vinculado a mais de um nível hierárquico;
  - 7.3. Um ponto de medição de monitoração que não esteja no primeiro nível ( $n=1$ ) caracteriza a existência de uma rede dependente.
8. Os pontos de medição são cadastrados como pertencentes a um caminho de uma rede compartilhada, com o objetivo de possibilitar a distribuição das perdas entre seus pontos.
9. As perdas são calculadas por rede compartilhada para cada período de comercialização.

#### Representação gráfica:

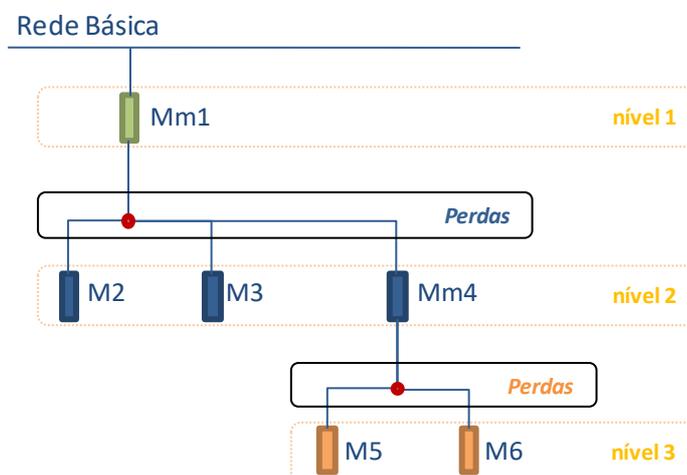


Figura 15: Representação da ordem de cálculo das perdas em rede compartilhada por nível hierárquico

- 9.1. Não há perda de Rede Compartilhada para o primeiro nível hierárquico ( $n=1$ ). Os pontos de medição associados ao primeiro nível já se encontram referenciados à Rede Básica e sua geração/consumo não contribuem para as perdas de Redes Compartilhadas.
10. A perda de uma Rede Compartilhada é definida pela diferença entre o fluxo líquido de energia (geração ou consumo) associado ao(s) ponto(s) de monitoração pertencente(s) ao nível “ $n$ ” e o fluxo líquido associado ao nível hierárquico descendente “ $n+1$ ” da rede “ $y$ ”.

$$PRC_{y,j} = \left| \sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} (M0_{C_{i,j}} - M0_{G_{i,j}}) \right| - \left| \sum_{\substack{i \in y \\ i \in n+1}} (M0_{C_{i,j}} - M0_{G_{i,j}}) \right|$$

Onde:

$PRC_{y,j}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y”, durante o período de comercialização “j”

$M0_{C_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal C do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$M0_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

11. As perdas das Redes Compartilhadas são rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição envolvidos, conforme os seguintes casos:
  - 11.1. Fluxo líquido de energia entrando na Rede Compartilhada: as perdas são rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição de Consumo; e
  - 11.2. Fluxo líquido de energia saindo da Rede Compartilhada: as perdas são rateadas proporcionalmente entre os pontos de medição de Geração.
12. A perda de uma Rede Compartilhada é associada ao canal C ou canal G, segundo as seguintes premissas:
  - 12.1. A perda apurada positiva ou igual a zero caracteriza a Rede Compartilhada como consumidora, sendo associada ao canal C:

Se:

$$PRC_{y,j} \geq 0$$

Então:

$$PRC_{C_{y,j}} = PRC_{y,j}$$

e

$$PRC_{G_{y,j}} = 0$$

Onde:

$PRC_{C_{y,j}}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y” associada ao consumo (canal C) da rede no período de comercialização “j”

$PRC_{G_{y,j}}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y” associada à geração (canal G) no período de comercialização “j”

$PRC_{y,j}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y” durante o período de comercialização “j”

**Nota:** Se, durante o período de comercialização, a Rede Compartilhada for caracterizada como consumidora (o fluxo líquido de energia tem o sentido da Rede Básica para a Rede Compartilhada), as perdas serão rateadas proporcionalmente aos montantes de consumo medidos (registrados no canal C de cada ponto de medição da Rede Compartilhada).

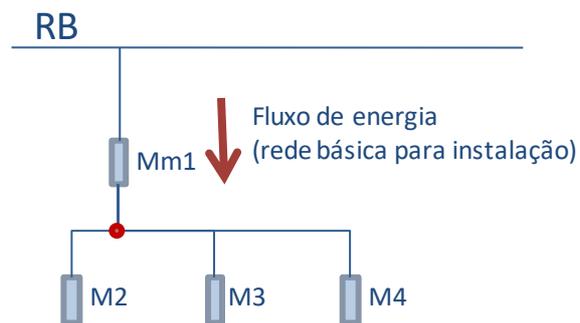


Figura 16: Exemplo de representação do fluxo de energia quando a rede compartilhada está atuando como uma rede de consumo

12.2. A perda apurada negativa caracteriza a rede compartilhada como geradora e é associada ao canal G:

Se:

$$PRC_{y,j} < 0$$

Então:

$$PRC_{C_{y,j}} = 0$$

e

$$PRC_{G_{y,j}} = |PRC_{y,j}|$$

Onde:

$PRC_{C_{y,j}}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y” associada ao consumo (canal C) da rede no período de comercialização “j”

$PRC_{G_{y,j}}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y” associada à geração (canal G) da rede no período de comercialização “j”

$PRC_{y,j}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y” durante o período de comercialização “j”

**Nota:** Se, durante o período de comercialização, a Rede Compartilhada for caracterizada como geradora (o fluxo líquido de energia tem o sentido da rede compartilhada para a Rede Básica), as perdas serão rateadas proporcionalmente aos volumes de geração medidos (registrados no canal G de cada ponto de medição da Rede Compartilhada).



Figura 17: Representação do fluxo de energia quando a rede compartilhada está atuando como uma rede de geração

### 2.3.2. Dados de Entrada do Cálculo das perdas por rede compartilhada

<b>Medição Integralizada do canal C do ponto de medição</b>		
<b>MO_C<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição "i", por período de comercialização "j" não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição Integralizada do canal G do ponto de medição</b>		
<b>MO_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição "i", por período de comercialização "j" não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída do Cálculo das perdas por rede compartilhada

<b>Perda da rede compartilhada associada ao canal C</b>		
<b>PRC_C<sub>y,j</sub></b>	Descrição	Perda da rede compartilhada "y" associada ao consumo da rede "y", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Perda da rede compartilhada associada ao canal G	
PRC_G <sub>y,j</sub>	Perda da rede compartilhada “y” associada à geração da rede “y”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.4. Determinação dos Valores Medidos Ajustados

### Objetivo:

Ajustar as informações integralizadas por canal em função das perdas calculadas nas Redes Compartilhadas.

### Contexto:

Os dados dos pontos de medição modelados em Redes Compartilhadas devem sofrer ajustes em razão das perdas apuradas nessas redes. A [Figura 18](#) evidencia a etapa de ajuste dos valores medidos em relação ao módulo completo.

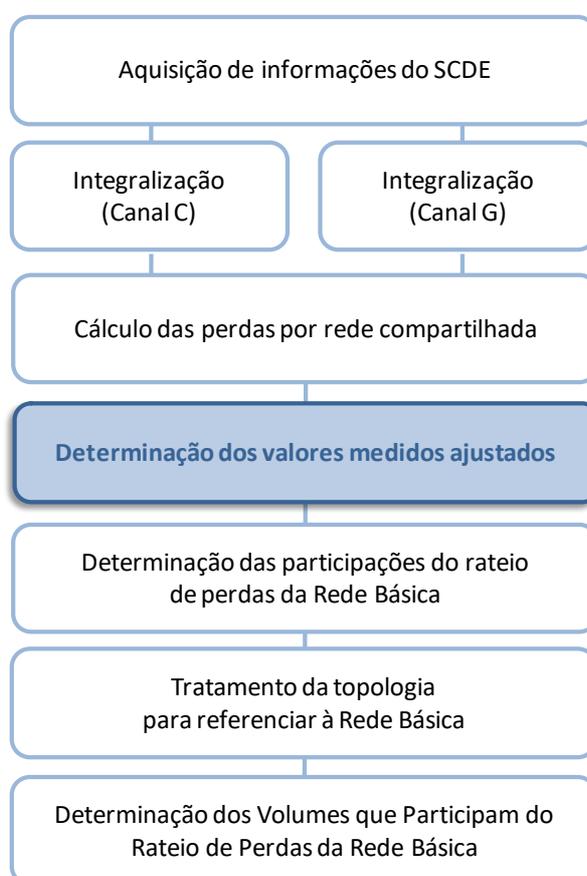


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

### 2.4.1. Detalhamento do processo de Determinação dos Valores Medidos Ajustados:

O processo de determinação dos valores medidos ajustados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

13. Para pontos de medição localizados no nível “n+1” de uma Rede Compartilhada, determina-se a proporção do montante registrado para cada canal de um ponto de medição em relação aos montantes registrados nos respectivos canais de todos os pontos de medição associados ao mesmo nível hierárquico “n+1” da Rede Compartilhada:

$$PART_{C_{i,j}} = \left( \frac{MO_{C_{i,j}}}{\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n+1}} MO_{C_{i,j}}} \right)$$

e

$$PART_{G_{i,j}} = \left( \frac{MO_{G_{i,j}}}{\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n+1}} MO_{G_{i,j}}} \right)$$

Onde:

$PART_{C_{i,j}}$  é o Percentual de Participação da Medição Integralizada do canal C do ponto de medição “i”, da Rede Compartilhada “y”, para cada período de comercialização “j”

$MO_{C_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal C do ponto de medição “i” por período de comercialização “j”

$PART_{G_{i,j}}$  é o Percentual de Participação da Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i” da Rede Compartilhada “y” para cada período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i” por período de comercialização “j”

“n+1” é o Nível imediatamente abaixo do nível “n” onde está localizado o ponto de monitoração

- 13.1. Para os demais pontos de medição, o percentual de participação da medição em relação à medição integralizada ( $PART_{C_{i,j}}$  e  $PART_{G_{i,j}}$ ) será igual a ZERO.

14. A perda associada a cada canal de um ponto de medição é definida pela soma das proporções das perdas associadas a cada Rede Compartilhada existente no caminho do ponto de medição até a Rede Básica.

$$P_{C_{i,j}} = \sum_{y \in Inst.Caminho} \left( PRC_{C_{y,j}} * \prod_{i \in Caminho} PART_{C_{i,j}} \right)$$

e

$$P_{G_{i,j}} = \sum_{y \in Inst.Caminho} \left( PRC_{G_{y,j}} * \prod_{i \in Caminho} PART_{G_{i,j}} \right)$$

Onde:

$P_{C_{i,j}}$  é a Perda Associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PRC_{C_{y,j}}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y”, associada ao consumo da rede “y”, no período de comercialização “j”

$PART_{C_{i,j}}$  é o Percentual de Participação da Medição Integralizada do canal C do ponto de medição “i”, da Rede Compartilhada “y”, para cada período de comercialização “j”

$P_{G_{i,j}}$  é a Perda associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PRC_{G_{y,j}}$  é a Perda da Rede Compartilhada “y”, associada à geração da rede “y”, no período de comercialização “j”

$PART_{G_{i,j}}$  é o Percentual de Participação da Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, da Rede Compartilhada “y”, para cada período de comercialização “j”

“Inst.Caminho” é a sequência de Redes Compartilhadas “y” existentes entre o ponto de medição “i” e a Rede Básica

“Caminho” é a sequência de pontos de medição entre o ponto de medição “i” e o ponto de medição localizado no nível “n+1” da Rede Compartilhada “y”

#### **Importante:**

As perdas de redes compartilhadas que representam DITCs, associadas a consumidores livres e agentes de geração, devem ser atribuídas ao agente de distribuição responsável pela área de concessão onde estes agentes estejam conectados. Esta realocação é necessária em virtude das perdas já serem consideradas no cálculo da TUSD, nos casos em que estes agentes tenham Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição – CUSD celebrado, conforme [Resolução Normativa Aneel nº 67, de 08 de julho de 2004 regulamentação específica](#).

15. Os valores registrados em cada ponto de medição são ajustados pelas perdas de Rede Compartilhada de sua responsabilidade, conforme a seguinte expressão:

$$M1_{C_{i,j}} = M0_{C_{i,j}} + \sum_{i \in IA} P_{C_{i,j}}$$

e

$$M1_{G_{i,j}} = M0_{G_{i,j}} - \sum_{i \in IA} P_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M0_{C_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal C do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$P_{C_{i,j}}$  é a Perda Associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$P_{G_{i,j}}$  é a Perda associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“IA” é o Conjunto de pontos de medição cujas perdas associadas devem ser atribuídas ao ponto de medição “i”

#### 2.4.2. Dados de Entrada da Determinação dos Valores Medidos Ajustados

<b>MO<sub>C<sub>i,j</sub></sub></b>	<b>Medição Integralizada do canal C do ponto de medição</b>	
	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MO<sub>G<sub>i,j</sub></sub></b>	<b>Medição Integralizada do canal G do ponto de medição</b>	
	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PRC<sub>C<sub>y,j</sub></sub></b>	<b>Perda da rede compartilhada associada ao canal C do ponto de medição</b>	
	Descrição	Perda da Rede Compartilhada “y” associada ao consumo da rede “y”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Determinação dos Valores Medidos Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>PRC<sub>G<sub>y,j</sub></sub></b>	<b>Perda da rede compartilhada associada ao canal G do ponto de medição</b>	

Descrição	Perda da Rede Compartilhada “y” associada à geração da rede “y”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Física (Determinação dos Valores Medidos Ajustados)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída da Determinação dos Valores Medidos Ajustados

Medição Ajustada do canal C do ponto de medição		
M1_C <sub>i,j</sub>	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas se aplicável
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Medição Ajustada do canal G do ponto de medição		
M1_G <sub>i,j</sub>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5. Determinação das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica

#### Objetivo:

Determinar as parcelas das informações ajustadas elegíveis a participantes do rateio de perdas da Rede Básica.

#### Contexto:

Pontos de medição que não participam de Redes Compartilhadas participam do processo de rateio de perdas da Rede Básica no volume de energia intercambiado com essa rede. Já os pontos de medição que integram uma Rede Compartilhada podem ou não conter elementos participantes do rateio de perdas da Rede Básica em função da característica da rede no período contabilizado. A [Figura 19](#) evidencia a etapa de determinação das participações do rateio de perdas em relação ao módulo completo.

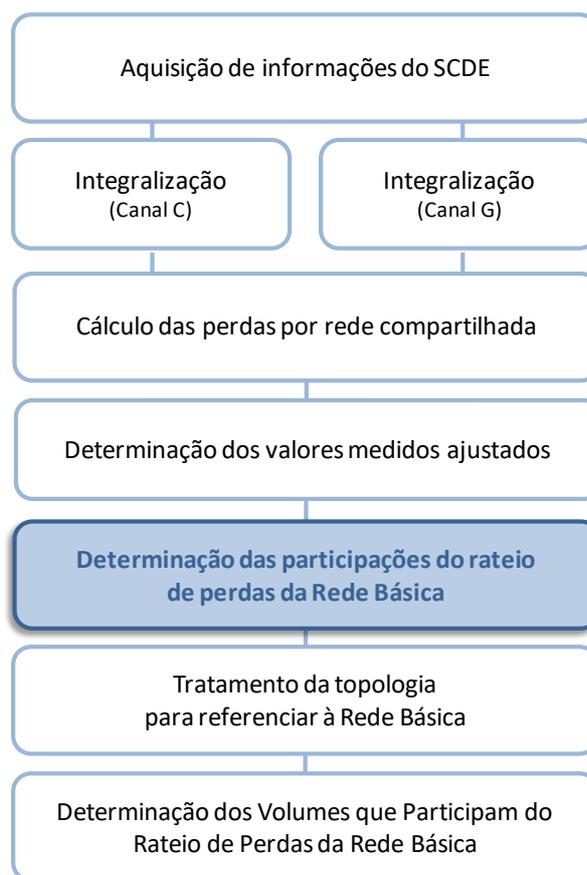


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: ""

### 2.5.1. Detalhamento das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica

O processo de determinação das participações do rateio de perdas da Rede Básica é composto pelos seguintes comandos e expressões:

16. Os pontos de medição participam do rateio de perdas da Rede Básica no volume de energia intercambiado com essa rede. Desta forma, os pontos de medição ligados diretamente na Rede Básica participam integralmente do rateio de perdas da Rede Básica. Já os pontos de medição participantes de uma rede compartilhada e demais pontos conectados a estes participam do rateio de perdas da Rede Básica na proporção em que acessa a Rede Básica e de acordo com a característica, consumidora ou geradora, da rede compartilhada em qual estão localizados.
17. Para pontos de medição de monitoração, o Percentual de Participação nas perdas da Rede Básica é determinado com base na característica da Rede Compartilhada em que ele é monitor:
  - 17.1. Nas Redes Compartilhadas com a característica consumidora o montante consumido dentro da Rede Compartilhada é superior ao montante gerado localmente na rede, dependendo, assim, de geração fornecida pela Rede Básica. Ou seja, caracteriza-se uma rede compartilhada como consumidora quando o montante medido no canal C dos pontos de medição de monitoração da rede compartilhada é maior que o montante medido no canal G, conforme a seguinte expressão:

$$\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} M1_{C_{i,j}} > \sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

**Nota:** Para Rede Compartilhada com a característica consumidora será considerado para efeito do rateio de perdas da Rede Básica somente o montante consumido dessa rede.

17.1.1. O percentual de consumo participante do rateio de perdas da Rede Básica, correspondente à parcela do consumo que excede a produção de energia local, é calculado pela relação entre os volumes gerados e consumidos na Rede Compartilhada, sendo essa relação atribuída ao ponto de medição de monitoração da respectiva Rede Compartilhada:

$$PPC_{i,j} = \frac{\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n+1}} (M1_{C_{i,j}} - M1_{G_{i,j}})}{\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n+1}} M1_{C_{i,j}}}$$

Onde:

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada do canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada do canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“n+1” é o Nível imediatamente abaixo do nível “n” onde está localizado o ponto de monitoração

17.1.2. Se o montante gerado dentro da Rede Compartilhada é integralmente consumido localmente na rede, a geração medida não impacta a Rede Básica. Dessa forma, toda a geração é isenta do rateio das perdas e o percentual de participação da geração do ponto de medição de monitoração corresponde a zero:

$$PPG_{i,j} = 0$$

Onde:

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

17.2. Caso o montante medido no canal C do ponto de medição de monitoração da Rede Compartilhada for menor que o montante medido no canal G, caracteriza-se a Rede Compartilhada como sendo geradora, conforme expressão abaixo:

$$\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} M1_{C_{i,j}} < \sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

**Nota:** Para Rede Compartilhada com a característica geradora será considerado para efeito do rateio de perdas da Rede Básica somente o montante de energia entregue a ela.

- 17.2.1. Se o montante consumido dentro da Rede Compartilhada é integralmente gerado localmente na rede, o consumo medido não impacta a Rede Básica. Dessa forma, todo o consumo é isento do rateio das perdas e o percentual de participação do consumo do ponto de medição de monitoração é zero:

$$PPC_{i,j} = 0$$

Onde:

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

- 17.2.2. O percentual de geração participante do rateio de perdas da Rede Básica é calculado pela relação entre os volumes consumidos e o total gerado na Rede Compartilhada, sendo essa relação atribuída ao ponto de medição de monitoração da respectiva Rede Compartilhada:

$$PPG_{i,j} = \frac{\sum_{i \in n+1} (M1_{G_{i,j}} - M1_{C_{i,j}})}{\sum_{i \in n+1} M1_{G_{i,j}}}$$

Onde:

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada do canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada do canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“n+1” é o Nível imediatamente abaixo do nível “n” onde está localizado o ponto de monitoração

- 17.3. Se o montante medido no canal C do ponto de medição de monitoração da Rede Compartilhada for igual ao montante medido no canal G, significa que toda energia gerada foi consumida dentro da rede. Por não haver intercâmbio com a Rede Básica, todos os pontos de medição cadastrados na rede compartilhada ficam isentos do rateio das perdas na Rede Básica:

$$\sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} M1_{C_{i,j}} = \sum_{\substack{i \in y \\ i \in n}} M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

- 17.3.1. Nesse caso, os percentuais de consumo e de geração participantes do rateio das perdas da Rede Básica corresponderão a zero:

$$PPC_{i,j} = 0$$

e

$$PPG_{i,j} = 0$$

Onde:

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

18. Para os demais pontos de medição, que não sejam pontos de medição de monitoração, o Percentual de Participação nas perdas da Rede Básica é determinado da seguinte forma:

- 18.1. Se o montante medido no canal C do ponto de medição for menor que o montante medido no canal G, caracteriza-se o ponto de medição como de geração:

$$M1_{C_{i,j}} < M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

- 18.1.1. Nesse caso, o percentual de participação do consumo será 0 e o percentual de participação da geração será 1:

$$PPC_{i,j} = 0$$

e

$$PPG_{i,j} = 1$$

Onde:

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

18.2. Se o montante medido no canal C do ponto de medição for maior que o montante medido no canal G, caracteriza-se o ponto de medição como de consumo:

$$M1_{C_{i,j}} > M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

18.2.1. Nesse caso, o percentual de participação do consumo será 1 e o percentual de participação da geração será 0:

$$PPC_{i,j} = 1$$

e

$$PPG_{i,j} = 0$$

Onde:

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

18.3. Se o montante medido no canal C do ponto de medição for igual ao montante medido no canal G, tanto o canal de consumo quanto o de geração serão isentos do rateio de perda da Rede Básica:

$$M1_{C_{i,j}} = M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i” no período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i” no período de comercialização “j”

18.3.1. Nesse caso, os percentuais de consumo e de geração participantes do rateio das perdas da Rede Básica corresponderão a zero:

$$PPC_{i,j} = 0$$

e

$$PPG_{i,j} = 0$$

Onde:

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

19. O Percentual de Participação da Geração no Rateio de Perdas da Rede Básica em cada ponto de medição é dado pelo produto de todos os Percentuais de Geração Participantes do Rateio de Perdas da Rede Básica, do ponto de medição até a Rede Básica, expresso por:

$$PPG_{RB_{i,j}} = \prod_{i \in \text{Caminho}_{RB}} PPG_{i,j}$$

Onde:

$PPG_{RB_{i,j}}$  é o Percentual de Participação da Geração no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PPG_{i,j}$  é o Percentual de Participação da Geração do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“Caminho<sub>RB</sub>” é a sequência de pontos de medição existentes entre o ponto de medição “i” e a Rede Básica

20. O Percentual de Participação do Consumo no Rateio de Perdas da Rede Básica em cada ponto de medição é dado pelo produto de todos os Percentuais de Consumo Participantes do Rateio de Perdas da Rede Básica, do ponto de medição até a Rede Básica, expresso por:

$$PPC_{RB_{i,j}} = \prod_{i \in \text{Caminho}_{RB}} PPC_{i,j}$$

Onde:

$PPC_{RB_{i,j}}$  é o Percentual de Participação do Consumo no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$PPC_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“Caminho<sub>RB</sub>” é a sequência de pontos de medição existentes entre o ponto de medição “i” e a Rede Básica

### 2.5.2. Dados de Entrada das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica

Medição Ajustada do canal C do ponto de medição	
<b>M1_C<sub>i,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável</p>
	<p>Unidade</p> <p>MWh</p>
	<p>Fornecedor</p> <p>Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)</p>

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição Ajustada do canal G do ponto de medição</b>		
<b>M1_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5.3. Dados de Saída das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica

<b>Percentual de Participação do Consumo na Rede Básica</b>		
<b>PPC_RB<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Percentual de Participação do Consumo no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Participação de Geração na Rede Básica</b>		
<b>PPG_RB<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Percentual de Participação da Geração no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6. Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica

#### Objetivo:

Referenciar as medições coletadas (geração e consumo) à Rede Básica, de acordo com a localização de cada ponto de medição.

#### Contexto:

O tratamento da topologia ajusta os dados integralizados de geração e consumo à Rede Básica, como ilustrado na [Figura 20](#) ~~Figura-20~~:

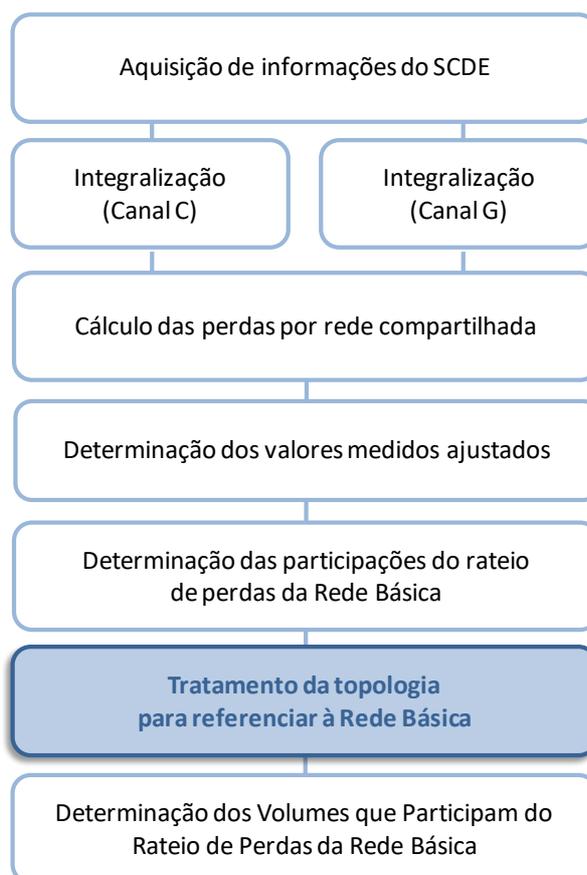


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

### 2.6.1. Detalhamento do Processo de Tratamento da Topologia

O processo de tratamento da topologia é composto pelos seguintes comandos e expressões:

21. O cálculo da topologia é realizado de forma a determinar a medição ajustada final, por período de comercialização, para o canal C ou canal G de cada ponto de medição.
22. O cálculo de topologia em árvore é processado em ordem decrescente a partir do último nível (pontos de medição terminais) até o primeiro nível (pontos de medição “raiz”).

**Representação gráfica:**

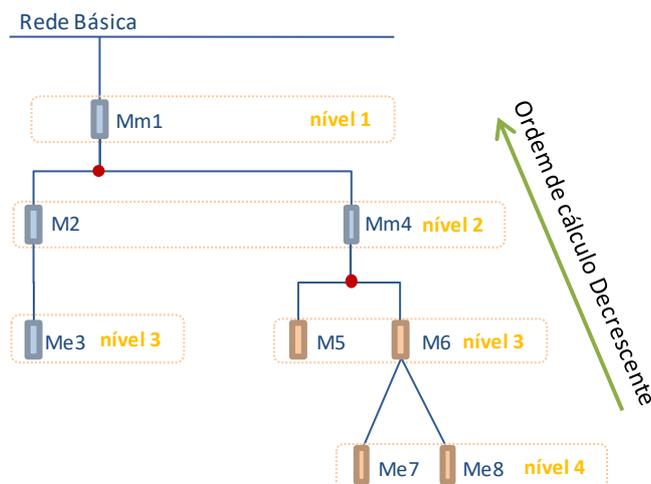


Figura 21: Representação da ordem de cálculo de topologia em função dos níveis hierárquicos existentes em uma estrutura topológica

23. Para pontos de medição terminais e de monitoração não haverá a necessidade de ajuste. A Medição Ajustada Final desses tipos de pontos de medição é igual à Medição Ajustada, da seguinte forma:

$$M_{C_{i,j}} = M1_{C_{i,j}}$$

e

$$M_{G_{i,j}} = M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal C do ponto de medição “i”, por nível hierárquico “n”, por período de comercialização “j”

$M1_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, localizado no nível hierárquico “n”

$M_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal G do ponto de medição “i”, por nível hierárquico “n”, por período de comercialização “j”

$M1_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, localizado no nível hierárquico “n”

24. Para pontos de medição com descendentes, a medição de cada canal é ajustada descontando-se os valores ajustados dos pontos de medição de descendência direta, utilizando as seguintes expressões:

$$M_{C_{i,j}} = M1_{C_{i,j}} - \sum_{i \in n+1} M1_{C_{i,j}}$$

e

$$M_{G_{i,j}} = M1_{G_{i,j}} - \sum_{i \in n+1} M1_{G_{i,j}}$$

Onde:

$M_{C,i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal C do ponto de medição “i”, por nível hierárquico “n” e por período de comercialização “j”

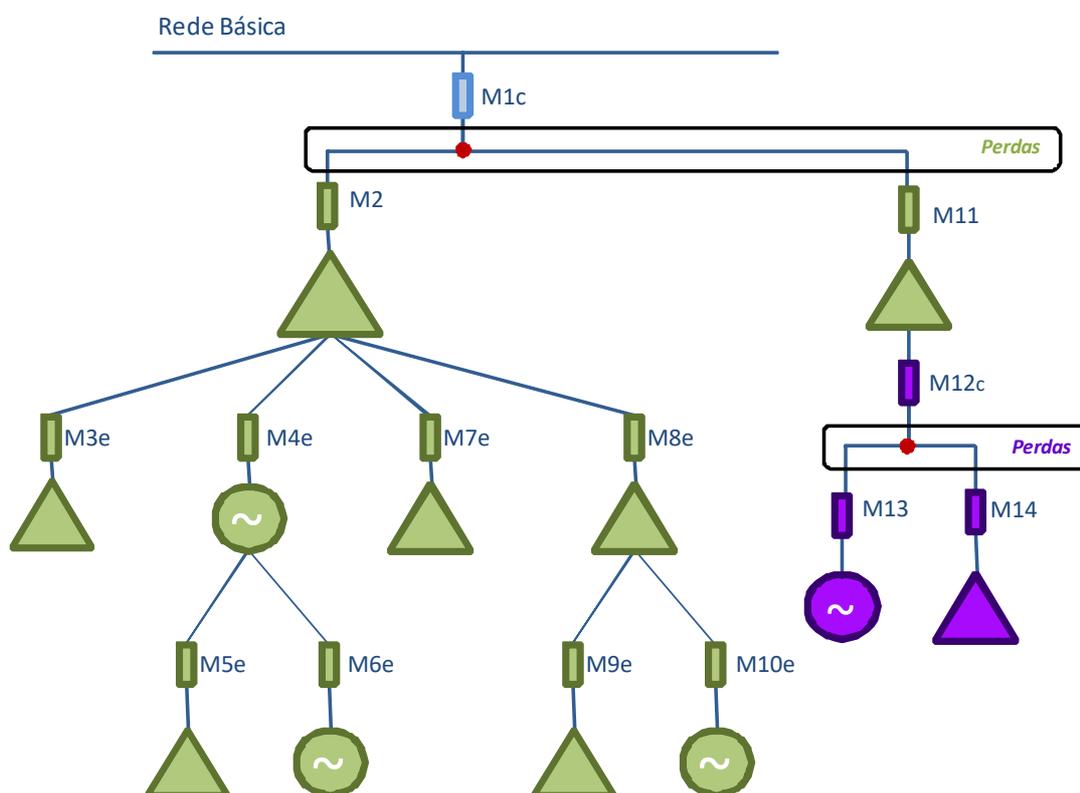
$M_{G,i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal G do ponto de medição “i”, por nível hierárquico “n” e por período de comercialização “j”

$M1_{C,i,j}$  é a Medição Ajustada associada ao canal C do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, localizado no nível hierárquico “n”

$M1_{G,i,j}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, localizado no nível hierárquico “n”

### Representação gráfica:

Considerando a Rede Compartilhada representada pela [Figura 22](#), os pontos de medição M2, M4e, M8e e M11, por possuírem descendentes, são impactados pela estrutura topológica cadastrada e, portanto, devem considerar os valores de seus pontos de medição descendentes:



#### Observações:

medidores terminais:

M3, M5, M6, M7, M9, M10, M13 e M14

medidores com descendentes:

M4 descontado de seus descendentes M5 e M6 (embutidos)

M8 descontado de M9 e M10 (embutidos)

M2 descontado de M3, M4, M7 e M8 (embutidos).

M11 descontado de M13 e M14 depois de ajustado por perda (M12, por ser medidor de controle, é desconsiderado)

Figura 22: Exemplo do impacto de estrutura de topologia aos pontos de medição cadastrados

### 2.6.2. Dados de Entrada do Processo de Tratamento da Topologia

<b>Medição Ajustada do canal C do ponto de medição</b>		
<b>M1_C<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Medição Ajustada do canal G do ponto de medição</b>		
<b>M1_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6.3. Dados de Saída do Processo de Tratamento da Topologia

<b>Medição Ajustada Final do canal C do ponto de medição</b>		
<b>M_C<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Medição Ajustada Final do canal G do ponto de medição</b>		
<b>M_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.7. Determinação dos Volumes que Participam do Rateio de Perdas da Rede Básica

### Objetivo:

Identificar os volumes medidos que participam do rateio de perdas da Rede Básica.

### Contexto:

A etapa “Determinação das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica” identifica, para os pontos de medição cadastrados, a participação em termos percentuais em relação à medição ajustada.

Entretanto, o Módulo “Medição Contábil” das Regras de Comercialização exige que as informações referentes às perdas da Rede Básica dos pontos de medição sejam calculadas em termos de energia (MWh). Tal conversão é feita na presente etapa.

A [Figura 23](#) apresenta a posição desta etapa de cálculo em relação ao módulo completo:

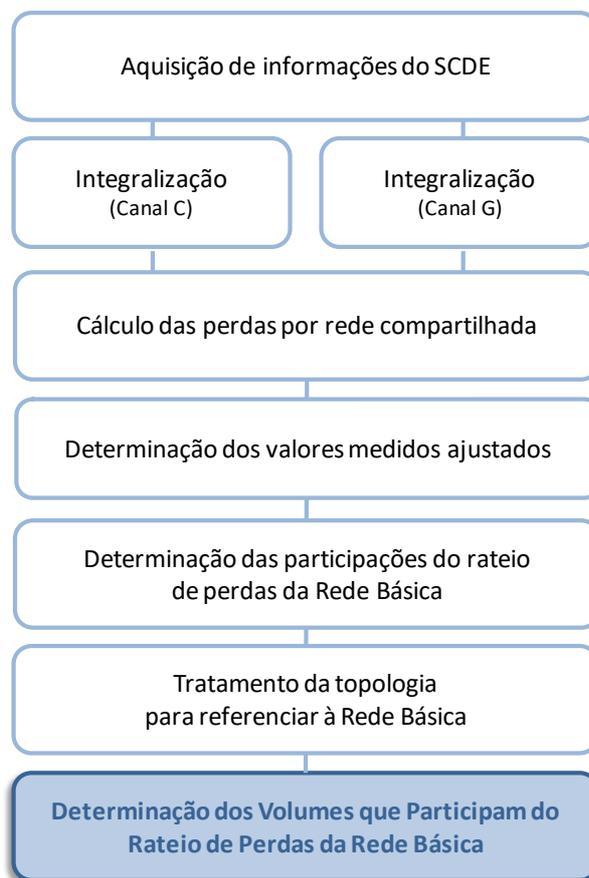


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Física”

### 2.7.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Volumes que Participam do Rateio de Perdas da Rede Básica

O processo de determinação dos volumes que participam do rateio de perdas da Rede Básica é composto pelos seguintes comandos e expressões:

25. A determinação dos volumes que participam do rateio de perdas da Rede Básica é realizada por Canal "C" e "G" em cada ponto de medição cadastrado no sistema.
26. A parte do consumo que participa do rateio de perdas da Rede Básica, em MWh, é determinada por meio da aplicação dos percentuais de participação de consumo no rateio de perdas da Rede Básica, nos volumes líquidos medidos entre canal "C" e canal "G" do ponto de medição cadastrado. A parte da geração que participa do rateio de perdas da Rede Básica é apurada de forma análoga. As expressões são:

$$M\_C\_PRB_{i,j} = \max \left( 0, \max(0, M_{C_{i,j}}) - \max(0, M_{G_{i,j}}) \right) * PPC\_RB_{i,j}$$

*e*

$$M\_G\_PRB_{i,j} = \max \left( 0, \max(0, M_{G_{i,j}}) - \max(0, M_{C_{i,j}}) \right) * PPG\_RB_{i,j}$$

Onde:

$M\_C\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal C que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", por nível hierárquico "n", por período de comercialização "j"

$M_{C_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal C do ponto de medição "i", por nível hierárquico "n", por período de comercialização "j"

$PPC\_RB_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Consumo no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

$M\_G\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", por nível hierárquico "n", por período de comercialização "j"

$M_{G_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao canal G do ponto de medição "i", por nível hierárquico "n", por período de comercialização "j"

$PPG\_RB_{i,j}$  é o Percentual de Participação do Geração no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição "i", no período de comercialização "j"

### 2.7.2. Dados de Entrada da Determinação dos Volumes que Participam do Rateio de Perdas da Rede Básica:

<b>Medição Ajustada Final do canal C do ponto de medição</b>		
<b><math>M_{C_{i,j}}</math></b>	<b>Descrição</b>	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição "i", por período de comercialização "j" ajustadas pela topologia em árvore
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Medição Ajustada Final do canal G do ponto de medição</b>		
<b>M<sub>G</sub><sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Percentual de Participação do Consumo na Rede Básica</b>		
<b>PPC<sub>RB</sub><sub>i,j</sub></b>	Descrição	Percentual de Participação do Consumo no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Física (Determinação das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Participação de Geração no Rateio de Perdas da Rede Básica</b>		
<b>PPG<sub>RB</sub><sub>i,j</sub></b>	Descrição	Percentual de Participação de Geração no Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Física (Determinação das Participações do Rateio de Perdas da Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.7.3. Dados de Saída da Determinação dos Volumes que Participam do Rateio de Perdas da Rede Básica

<b>Medição Ajustada Final do Canal C do Ponto de Medição que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica</b>		
<b>M<sub>C</sub><sub>PRB</sub><sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as parcelas medidas de consumo do ponto de medição “i” já ajustadas pela topologia em árvore, por período de comercialização “j” que participam do rateio de perdas da Rede Básica

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		
	<b>Medição Ajustada Final do canal G do Ponto de Medição que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica</b>	
<b>M_G_PRB<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as parcelas medidas de geração do ponto de medição “i” já ajustadas pela topologia em árvore, por período de comercialização “j” que participam do rateio de perdas da Rede Básica
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		

**ANEXO IV**  
**Medição Contábil**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com ativos de Geração ou Consumo modelados.

A “Medição Contábil” compreende os processos de ajuste e de agrupamento dos dados de medição em informações consolidadas por ativo tipo carga ou geração e por agente da CCEE.

Esse processo, conforme ilustrado na Figura 1, é subsequente ao módulo de “Medição Física”, que trata dos dados coletados a partir do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE).

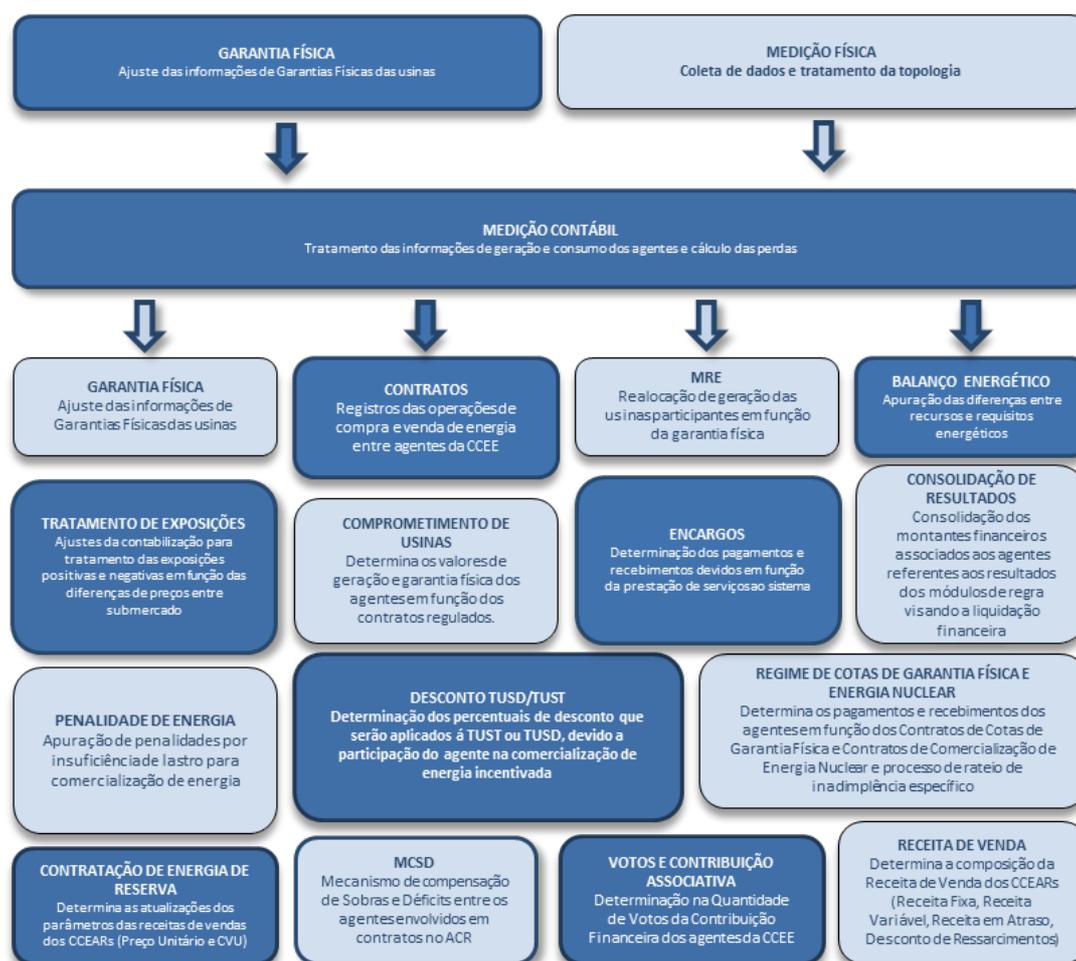


Figura 1: Relação do módulo Medição Contábil com os demais módulos de regras

O módulo “Medição Contábil” detalha o processo de agrupamento de dados e atribui propriedade às informações coletadas dos pontos de medição, ao agregar essas informações em ativos de geração ou consumo de energia.

O objetivo do módulo “Medição Contábil” é determinar:

- a geração por usina, definindo a energia comercial e de teste;
- o consumo por parcela de carga e de usina;
- a geração e o consumo total por agente já ajustados, de modo a incorporar as quantidades correspondentes de perdas da Rede Básica.

O módulo “Medição Contábil” ainda conta com sete anexos: (I) Cálculo do Fator de Disponibilidade, (II) Cálculo das Perdas Internas de Usinas, (III) Tratamento da Compensação Síncrona, (IV) Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão, (V) Determinação da Potência de Referência Ajustada das Usinas, (VI) Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada e (VII) Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição. Esses cálculos são auxiliares para algumas das grandezas determinadas no módulo “Medição Contábil” e seus dados de saída também são necessários em etapas posteriores do processo de contabilização.

## **1.1. Conceitos Básicos**

### **1.1.1. O Esquema Geral**

O módulo “Medição Contábil”, esquematizado na [Figura 2](#), agrega e ajusta as informações de medição, consolidando os ativos de geração e consumo para cada agente:

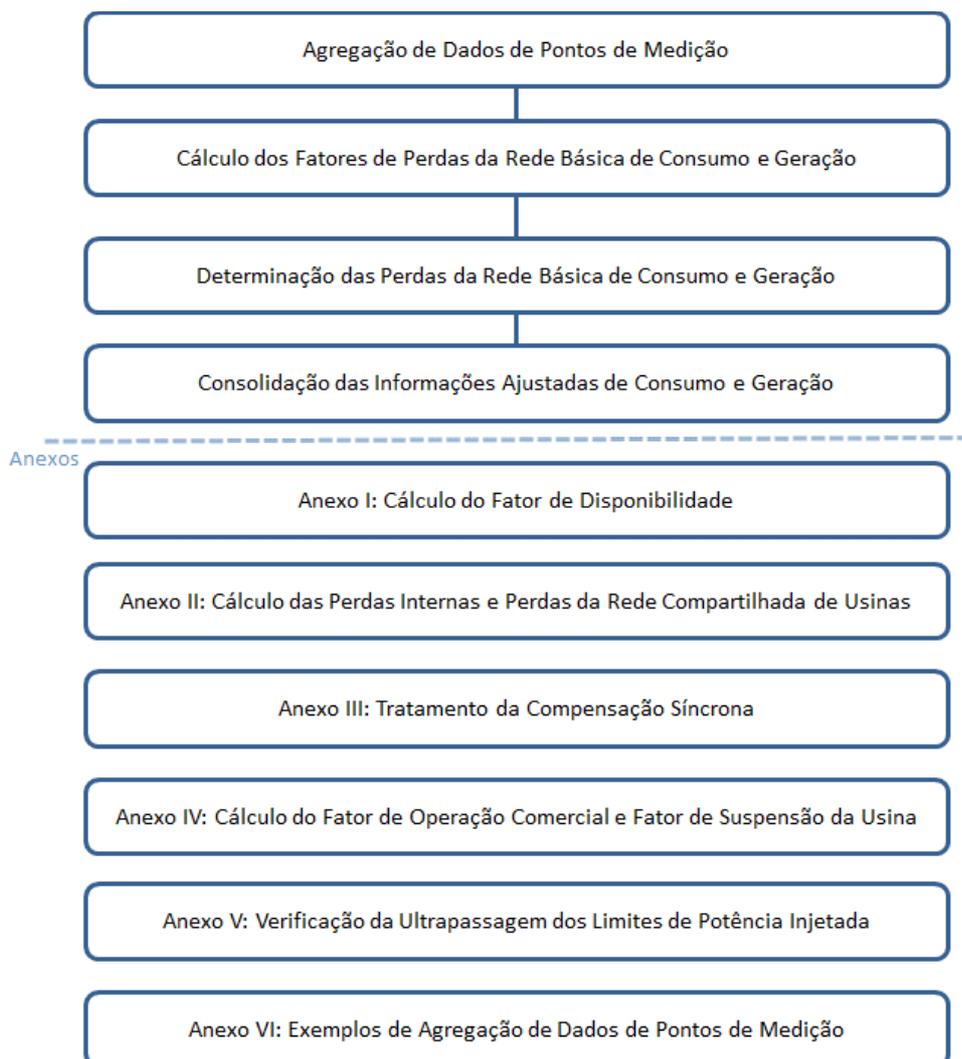


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo deste documento:

- **Agregação de Dados de Pontos de Medição:** responde pelo endereçamento, para cada agente, das medições em termos de ativos e suas respectivas parcelas, atendendo às características e particularidades de cada instalação.
- **Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** calcula, em valores percentuais, os fatores de perdas da Rede Básica associados às quantidades sujeitas a este ajuste.
- **Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração:** estabelece os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.
- **Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração:** ajusta os montantes gerados e consumidos, de acordo com as perdas da Rede Básica calculadas anteriormente, e consolida as informações por agente.

## Anexos

- **Cálculo do Fator de Disponibilidade:** identifica os fatores de disponibilidade utilizados para ajuste da garantia física média parcial, da garantia física das usinas hidráulicas e da garantia física das usinas não hidráulicas. Tal fator é usado, ainda, para determinar a indisponibilidade das usinas comprometidas com CCEAR na modalidade disponibilidade de energia.
- **Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas:** estabelece os valores de perdas internas de usinas, com o objetivo de ajustar o lastro para comercialização e dados determinados na barra desses empreendimentos. Inclui-se neste cálculo, além das perdas internas, o consumo próprio da usina para a manutenção de seus respectivos serviços auxiliares. Este Anexo também estabelece o cálculo das perdas da Rede Compartilhada, que se faz necessário quando a Garantia Física das usinas, está definida no Ponto de Medição Individual – PMI das usinas.
- **Tratamento da Compensação Síncrona:** identifica as grandezas relacionadas à prestação de Serviços Ancilares por compensação síncrona das usinas, passíveis de ressarcimento pelos agentes, segundo a legislação vigente.
- **Cálculo do Fator de Operação Comercial:** apura os fatores de ajuste da garantia física sazonalizada das usinas, em função do número de unidades geradoras em operação comercial em cada período de comercialização.
- **Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada:** Verifica a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada para as usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, para fins de comprovação do direito à venda de energia incentivada e/ou especial
- **Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição:** apresenta uma lista de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

### 1.1.2. Agregação de dados de pontos de medição

O processo de agregar os dados dos pontos de medição pode ser compreendido como a consolidação dos valores fornecidos pelos canais C e G dos pontos de medição referenciados à Rede Básica em informações por ativos, contabilizados como cargas e usinas.

Tal conceito aplica-se, por exemplo, à determinação do valor consumido por uma planta industrial que possui diversos pontos de medição associados, ou da geração de uma usina com mais de um ponto de medição de geração líquida.

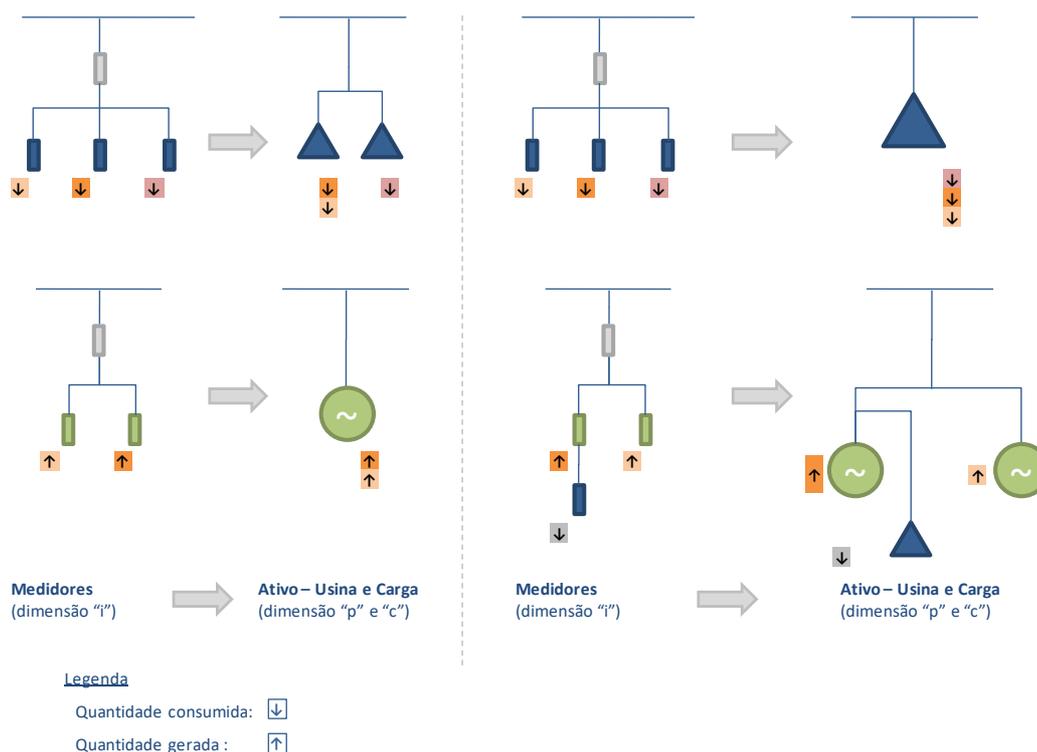


Figura 3: Exemplo de representação da agregação dados de pontos de medição para ativos

Essa consolidação depende da configuração elétrica e da localização dos pontos de medição instalados, exigindo um tratamento caso a caso, refletido no sistema de contabilização e liquidação por meio de um conjunto de expressões exclusivo por ativo.

As expressões correspondentes são cadastradas pela CCEE de acordo com a análise do esquema próprio de ligação elétrica (diagrama unifilar) dos ativos ao SIN, bem como com a análise da influência desses ativos em relação aos demais ativos modelados.

O resultado do processamento desses algoritmos traduz-se em informações de medição não ajustadas (pois ainda carecem da aplicação dos fatores de perdas de geração e consumo da Rede Básica), por ativos ou parcelas de ativos modelados no sistema, como uma representação contábil do universo físico dos agentes.

### 1.1.3. Ativos e parcelas de ativos

A atual estrutura do Setor Elétrico Brasileiro possibilita a um gerador comercializar a produção de uma usina segundo diversas modalidades, direcionando-a, por exemplo, ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de negociações bilaterais, ou ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio da venda em leilões.

Entretanto, o destino dado à energia comercializada deve ser identificado em função das diferentes regras de negócios específicas ou da legislação vigente.

Desse modo, uma usina pode contemplar diversas parcelas em função de seus tratamentos, identificadas pela dimensão "p".

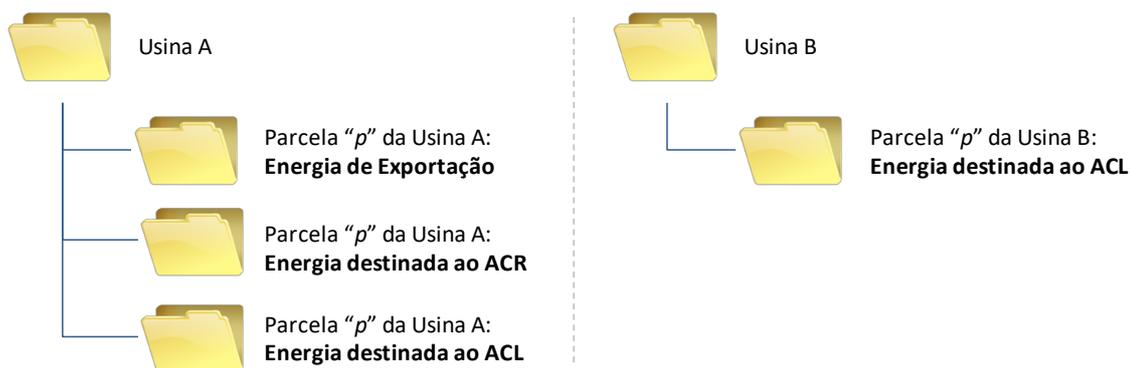


Figura 4: Esquema de modelagem de parcelas “p” de uma usina A ou B

A [Figura 4](#) ilustra a modelagem de parcelas cadastradas para uma usina de forma semelhante à estrutura de arquivos de um computador. Cada “pasta” representa uma parcela de usina e contém as informações cadastrais e as medições associadas; cada parcela, por sua vez, é tratada conforme legislação ou regra de negócios específica.

De modo análogo, as cargas modeladas também podem conter parcelas de carga para representar uma configuração específica. As parcelas de carga são representadas pela dimensão “c”.

Assim, para as Regras de Comercialização, os ativos são divididos e tratados por:

- parcelas de cargas, identificadas nas expressões desse módulo pela dimensão “c” ou;
- parcelas de usinas, identificadas pela dimensão “p”.

#### 1.1.4. Cálculo dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica incidentes sobre o Consumo e Geração do SIN

As perdas elétricas associadas ao transporte da energia elétrica no SIN, por meio da Rede Básica, provocam um desequilíbrio entre os dados de medição de produção e de consumo total de energia coletados pelo SCDE.

Esse efeito encontra-se ilustrado na [Figura 5](#):

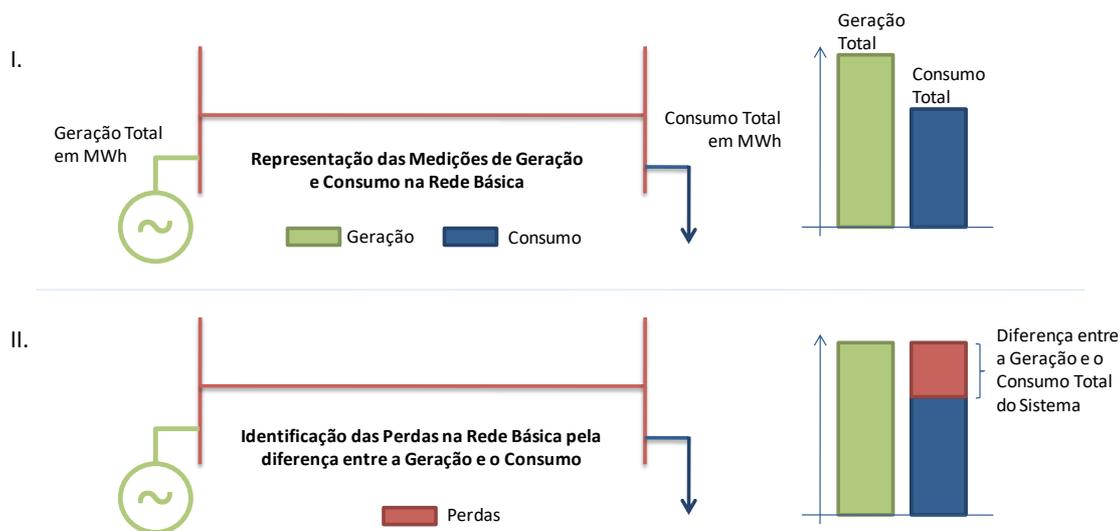


Figura 5: Cálculo das Perdas da Rede Básica

Sem o rateio das perdas, calculadas pela diferença entre a geração e o consumo total que circula pela Rede Básica, o volume de energia contabilizado para os geradores seria naturalmente maior que o volume de energia associado ao consumo dos pontos de carga. Em um mercado contabilizado por diferenças, como se apresenta o Setor Elétrico, onde não existe produção sem o seu respectivo consumo, o descasamento entre a geração e o consumo provocaria um déficit contábil. O ajuste das informações de medição dos agentes que participam do rateio, incorporando as perdas da Rede Básica, elimina esse descasamento.

De acordo com a regulamentação vigente, essas perdas são absorvidas na proporção de 50% para os consumidores e 50% para os geradores participantes do rateio de perdas da Rede Básica, como ilustra a Figura 6, determinando, dessa forma, os fatores de rateio de perdas de consumo e de geração:



Figura 6: Representação do Rateio de Perdas da Rede Básica

### 1.1.5. Geração e consumo participantes do rateio de perdas da rede básica

A partir da energia proveniente da geração comercial de uma usina, bem como o consumo associado aos ativos de carga, é necessário ajustar esses valores em função do rateio de perdas da Rede Básica.

No geral, tais ajustes são obtidos pela aplicação das perdas calculadas ao consumo ou à geração que efetivamente participa do rateio de perdas da Rede Básica.

Destaca-se que, para os ativos de geração, nem todas as usinas participam desse rateio. ~~O parágrafo 2º do artigo 1º da Resolução ANEEL nº 395, de 24 de Julho de 2002 estabelece que "... as usinas não interligadas à Rede Básica, à exceção daquelas consideradas quando do estabelecimento dos~~

montantes dos Contratos Iniciais, ...” deverão ser desconsideradas no rateio das perdas elétricas apuradas na Rede Básica.

A Figura 7 ~~Figura-7~~ apresenta o fluxo do rateio de perdas da Rede Básica para usinas:

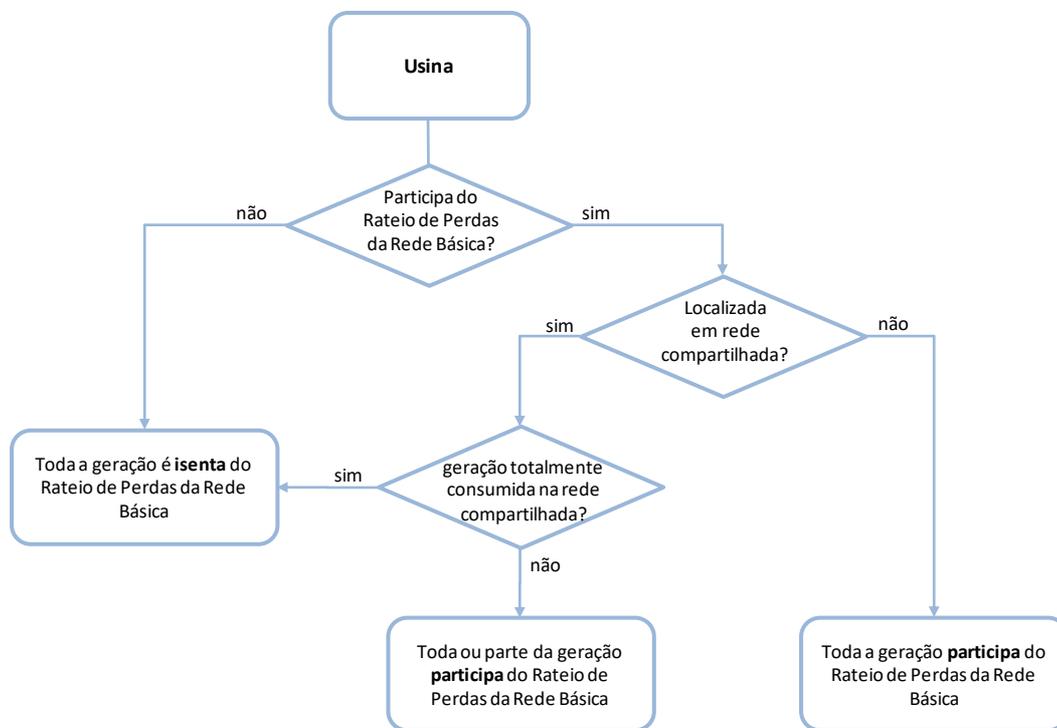


Figura 7: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para usinas

Em contrapartida, todas as parcelas de carga participam do rateio de perdas da Rede Básica, segundo as Regras de Comercialização vigentes, na proporção de seu consumo suprido por energia proveniente dessa rede.

A Figura 8 ~~Figura-8~~ apresenta o fluxo do rateio de perdas da Rede Básica para os pontos de consumo:

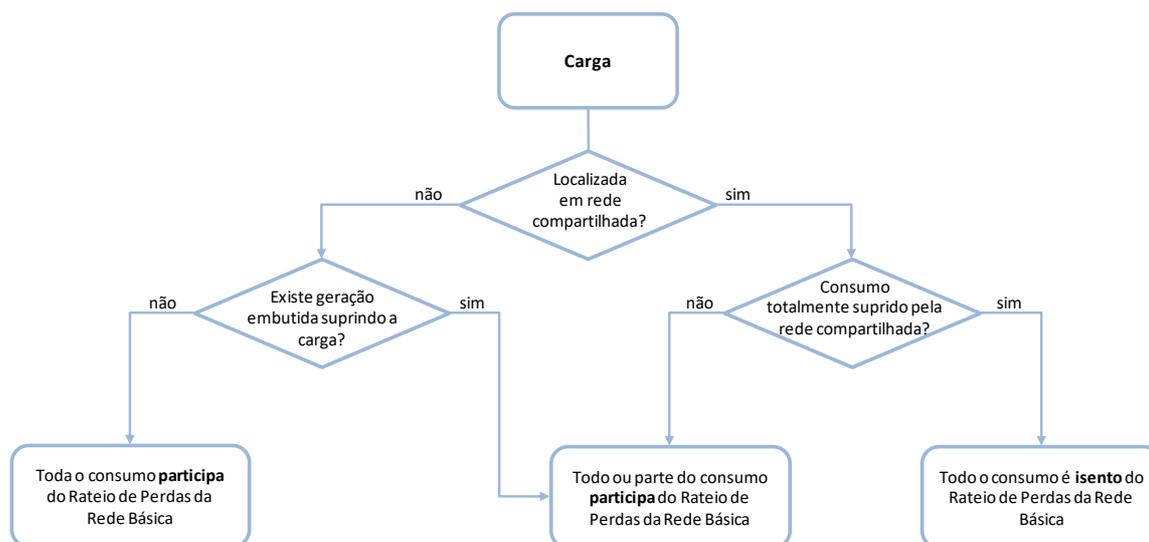


Figura 8: Fluxo de identificação de quantidades isentas do Rateio de Perdas da Rede Básica para pontos de consumo

#### 1.1.6. Consolidação das informações ajustadas

Identificados os volumes participantes e isentos do rateio de perdas da Rede Básica, os dados de medição dos ativos cadastrados são ajustados em:

- Geração Final por usina
- Geração Final de Teste por usina
- Consumo por carga
- Consumo da Geração Final por usina

Concluído o processo de ajuste dos dados de medições contábeis, ocorre a consolidação das informações de consumo e geração de propriedade de cada agente, por período de comercialização e submercado (N, NE, SE/CO e S).

## 2. Detalhamento das Etapas da Medição Contábil

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Medição Contábil”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Agregação dos Dados de Pontos de Medição

#### Objetivo:

Agrupar os dados de medição em ativos de consumo e/ou geração e suas respectivas parcelas.

#### Contexto:

A agregação de dados de pontos de medição ajustados, segundo comandos do módulo “Medição Física”, em ativos e parcelas, corresponde ao primeiro passo do módulo “Medição Contábil”, conforme ilustrado na [Figura 9](#):

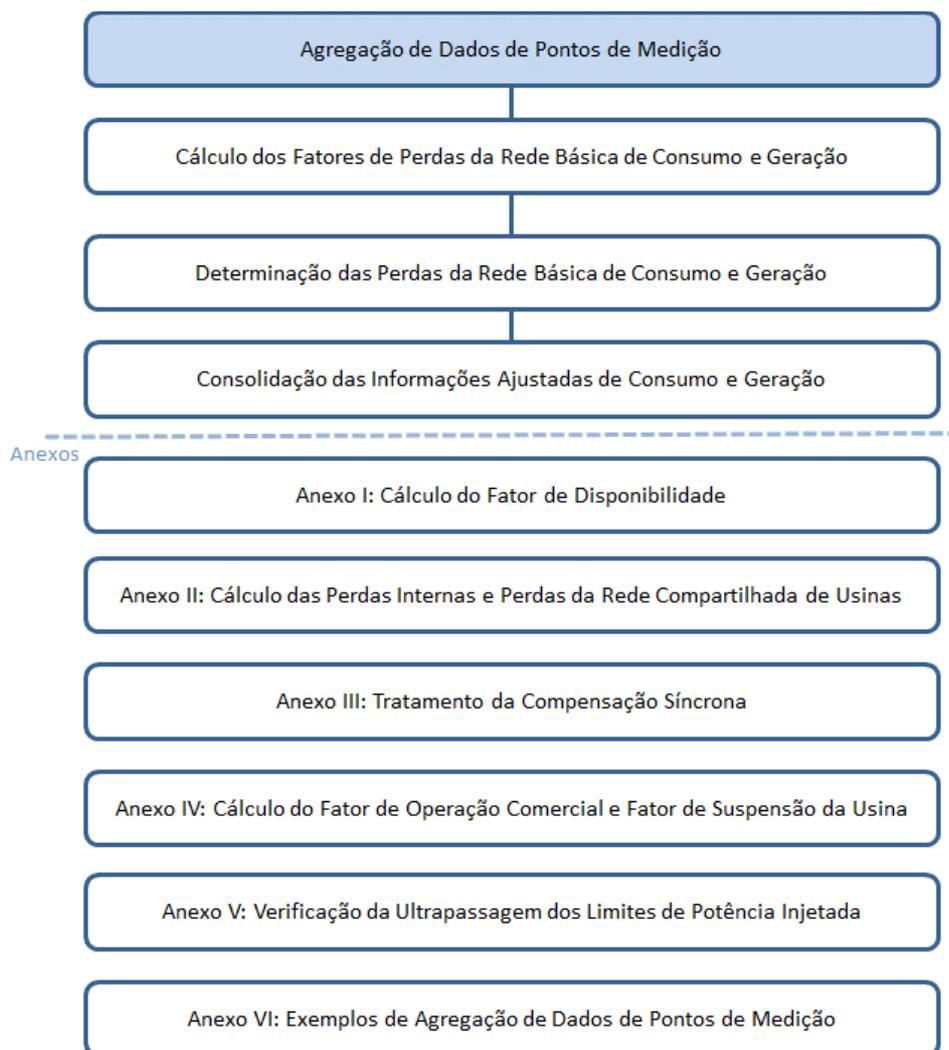


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 2.1.1. Detalhamento do Processo de Agregação de Dados de Pontos de Medição

A agregação de dados consiste no tratamento dos dados de medição por ponto de medição, provenientes do módulo "Medição Física", em ativos e parcelas de ativos.

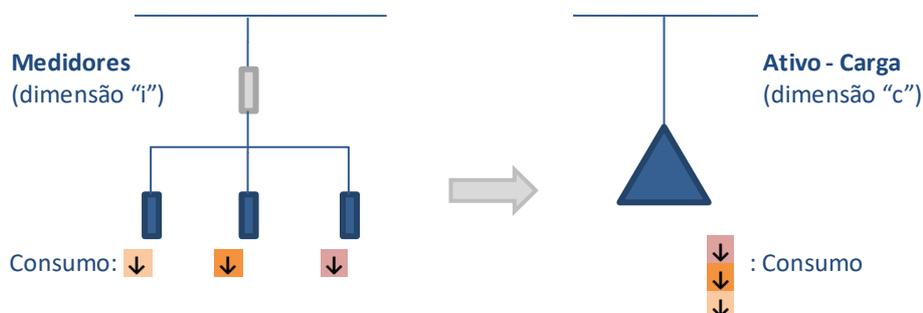


Figura 10: Exemplo de representação da agregação de dados de uma planta industrial com diversos pontos de medição associados

Destaca-se que a consolidação dos valores obtidos por ponto de medição em informações por ativo depende de um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas, conforme a configuração elétrica de cada instalação.

Em razão das peculiaridades, não há como definir comandos padronizados que sejam válidos para o tratamento de todas as configurações elétricas. Uma lista não exaustiva é apresentada no ANEXO VII – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição.

Após o processo particular de agregação de dados de pontos de medição, as informações são segregadas em geração, consumo e seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

### 2.1.2. Dados de Entrada para Agregação de Dados de Pontos de Medição

<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total</b>		
<b>CAP<sub>Tp</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total da usina “p”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Teste Informado pelo Agente</b>		
<b>INF_TESTE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação de Teste associada à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição Ajustada Final do canal C do ponto de medição</b>		
<b>M<sub>Ci,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de consumo do ponto de medição “i”, por período de

		comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		
	<b>Medição Ajustada Final do Canal C do ponto de medição que Participa da Rede Básica</b>	
<b>M_C_PRBi,j</b>	Descrição	Informação medida de consumo, por período de comercialização “j”, por ponto de medição “i” ajustadas pela topologia em árvore, que participam da Rede Básica
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		
	<b>Medição Ajustada Final do canal G do ponto de medição</b>	
<b>M_Gi,j</b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” ajustadas pela topologia em árvore
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Tratamento da Topologia para referenciar à Rede Básica)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		
	<b>Medição Ajustada Final do Canal G do ponto de medição que Participa da Rede Básica</b>	
<b>M_G_PRBi,j</b>	Descrição	Informação medida de geração por período de comercialização “j”, por ponto de medição “i” ajustadas pela topologia em árvore que participam da Rede Básica
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Detalhamento do processo de determinação dos volumes que participam do rateio da rede básica)

Valores  
Possíveis

Positivos, Negativos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída do Processo de Agregação de Dados de pontos de medição

<b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga</b>		
<b>MED_C<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_C_PRB<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>		
<b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_CG_PRB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração Desconsiderada Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MED_GD<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração desconsiderada, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_G_PRB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MED_GT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_GT_PRB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição Bruta da Usina em Operação Comercial</b>		
<b>MBU<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração bruta da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Cálculo dos Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

### Objetivo:

Definir os Fatores de Perdas de Consumo e Geração do SIN.

### Contexto:

Os fatores de perdas de consumo e geração são utilizados para ajustar os dados de medição antes de sua consolidação por agente. A [Figura 11](#) situa a etapa de apuração dos fatores de perdas da Rede Básica em relação ao módulo completo.

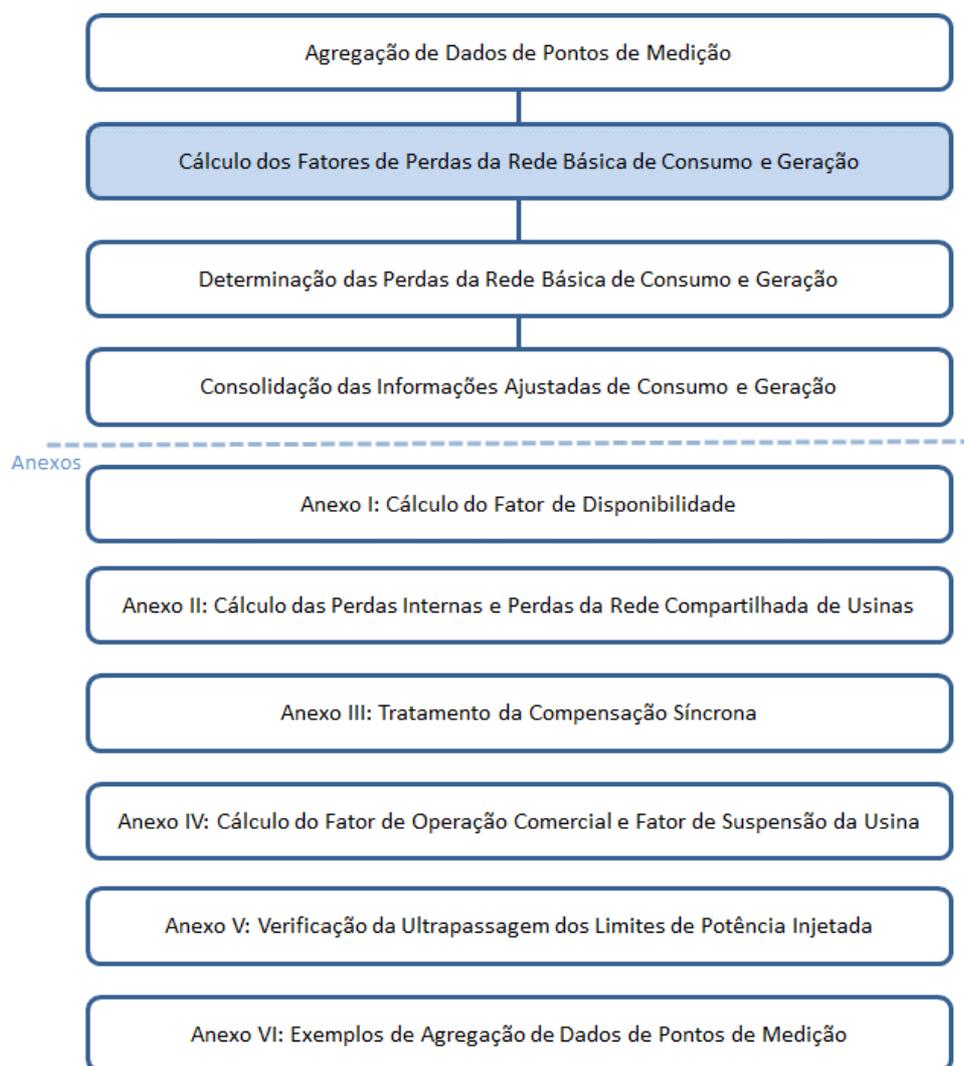


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

### 2.2.1. Detalhamento do Cálculo dos Fatores de Perdas de Consumo e Geração

O cálculo dos fatores de perdas de consumo e geração é composto pelos seguintes processos:

- Cálculo das Perdas da Rede Básica
- Cálculo do Fator de Perdas de Geração

- Cálculo do Fator de Perdas de Consumo

### Cálculo das Perdas da Rede Básica

O processo de cálculo das Perdas da Rede Básica é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. O Total de Perdas da Rede Básica é determinado pela diferença entre o Total de Geração e o Total de Consumo apurados da Rede Básica, para cada período de comercialização, por meio da expressão a seguir:

$$TOT\_P_j = TOT\_G_j - TOT\_C_j$$

Onde:

TOT\_P<sub>j</sub> é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT\_G<sub>j</sub> é a Geração Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT\_C<sub>j</sub> é o Consumo Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

- 1.1. O Total de Geração da Rede Básica corresponde ao total de geração do sistema, incluindo a geração de teste:

$$TOT\_G_j = \sum_p (MED\_G_{p,j} + MED\_GT_{p,j})$$

Onde:

TOT\_G<sub>j</sub> é a Geração Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

MED\_GT<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

- 1.2. O Total de Consumo Associado à Rede Básica corresponde ao total de consumo apurado (incluindo o consumo da geração), em cada período de comercialização “j”:

$$TOT\_C_j = \sum_c MED\_C_{c,j} + \sum_p MED\_CG_{p,j}$$

Onde:

TOT\_C<sub>j</sub> é o Consumo Total da Rede Básica por período de comercialização “j”

MED\_C<sub>c,j</sub> é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

MED\_CG<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

### Cálculo do Fator de Perdas de Geração

O processo de cálculo do Fator de Perdas de Geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

2. O Fator de Rateio de Perdas de Geração é calculado de modo a contemplar a metade das Perdas da Rede Básica ao gerador:

$$XP\_GLF_j = \frac{TOT\_GP_j - \frac{TOT\_P_j}{2}}{TOT\_GP_j}$$

Onde:

TOT\_GP<sub>j</sub> é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

TOT\_P<sub>j</sub> é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

XP\_GLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 2.1. A Geração Total Participante do Rateio de Perdas abrange toda a geração sujeita ao rateio de perdas da Rede Básica. A expressão que filtra e consolida todas essas informações é dada por:

$$TOT\_GP_j = \sum_{p \in PPRB} (MED\_G\_PRB_{p,j} + MED\_GT\_PRB_{p,j})$$

Onde:

TOT\_GP<sub>j</sub> é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

MED\_G\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

MED\_GT\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PPRB” é o conjunto de parcelas da usina “p” que participam do rateio de perdas da Rede Básica

3. O cálculo do Fator de Rateio de Perdas Associado à Usina é realizado em função da participação ou não dos empreendimentos no rateio de perdas da Rede Básica, dado pelas expressões:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$UXP\_GLF_{p,j} = XP\_GLF_j$$

*Caso contrário:*

$$UXP\_GLF_{p,j} = 1$$

Onde:

UXP\_GLF<sub>p,j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

XP\_GLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

### Cálculo do Fator de Perdas de Consumo

O processo de cálculo do Fator de Perdas de Consumo é composto pelos seguintes comandos e expressões:

4. O Fator de Rateio de Perdas de Consumo é calculado de modo a contemplar a metade das Perdas da Rede Básica ao consumo:

$$XP\_CLF_j = \frac{TOT\_CP_j + \frac{TOT\_P_j}{2}}{TOT\_CP_j}$$

Onde:

TOT\_P<sub>j</sub> é o Total de Perdas da Rede Básica por período de comercialização “j”

TOT\_CP<sub>j</sub> é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

XP\_CLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

- 4.1. Para o cálculo do Consumo Total Participante do Rateio de Perdas, identifica-se o total de consumo sobre o qual incidem os fatores de rateio de perdas da Rede Básica. A expressão que filtra o consumo participante do rateio de perdas é:

$$TOT\_CP_j = \sum_{p \in PPRB} MED\_CG\_PRB_{p,j} + \sum_c MED\_C\_PRB_{c,j}$$

Onde:

TOT\_CP<sub>j</sub> é o Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”

MED\_CG\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PPRB” é o conjunto de parcelas de usina “p” que participam do rateio de perdas da Rede Básica

MED\_C\_PRB<sub>c,j</sub> é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

#### 2.2.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo

Medição de Consumo Não Ajustada da carga		
MED_C <sub>c,j</sub>	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_C_PRB<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>		
<b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo da geração agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_G_PRB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MED_GT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>		
<b>MED_GT_PRB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída do Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo

<b>Consumo Total Participante do Rateio de Perdas</b>		
<b>TOT_CP<sub>j</sub></b>	Descrição	Consumo Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Total Participante do Rateio de Perdas</b>		
<b>TOT_GP<sub>j</sub></b>	Descrição	Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1

	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Consumo</b>		
XP_CLF <sub>j</sub>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração</b>		
XP_GLF <sub>j</sub>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

#### Objetivo:

Estabelecer os volumes de perdas dos ativos de consumo e de geração que participam da Rede Básica.

#### Contexto:

O cálculo das perdas de consumo e geração é necessário para ajustar as informações de medição, antes da consolidação dessas grandezas por agente da CCEE, de acordo com a participação de cada consumo/geração na Rede Básica.

A [Figura 12](#) ~~Figura 12~~ [exibe a posição dessa etapa do cálculo em relação ao módulo “Medição Contábil”:](#)

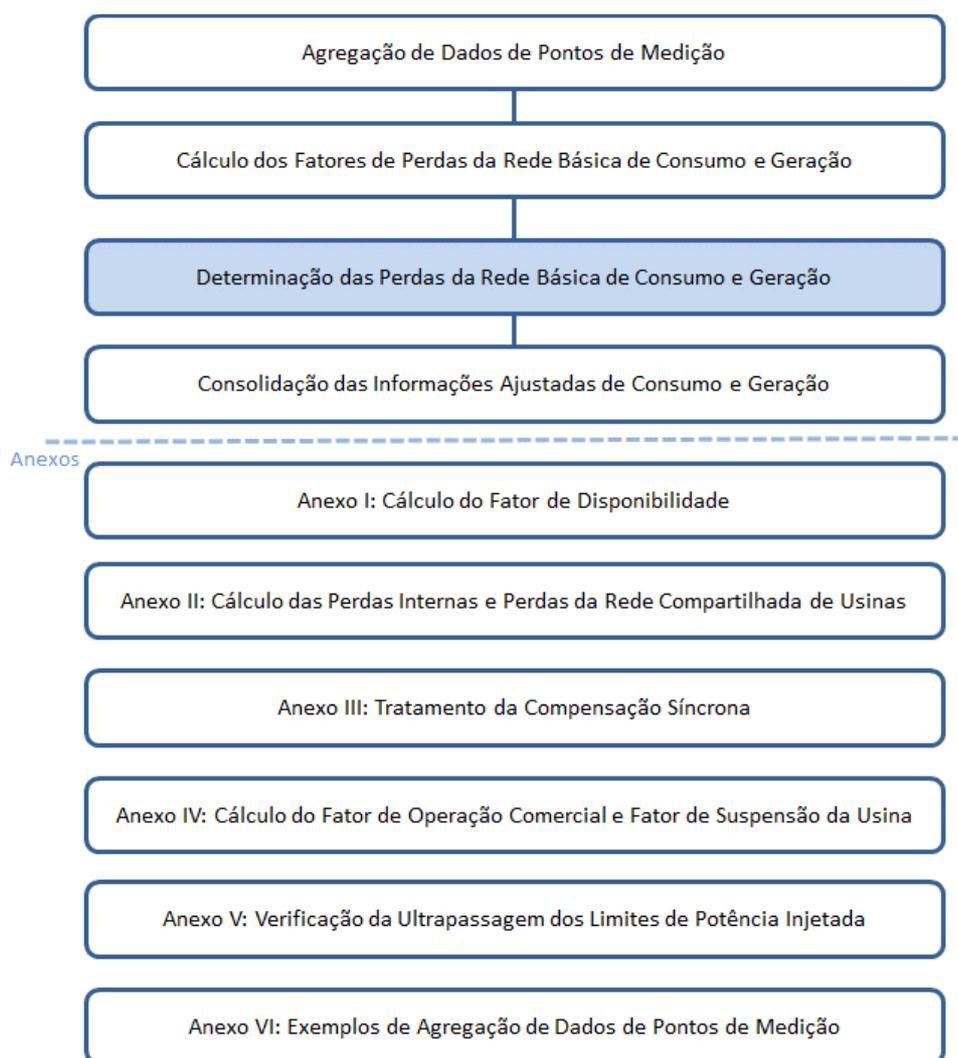


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 2.3.1. Detalhamento do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração

O processo de cálculo das perdas de consumo e geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- As perdas da Rede Básica associadas aos pontos de consumo são determinadas, para cada período de comercialização, pela aplicação do fator de rateio de perdas de consumo na medição de consumo participante das perdas da Rede Básica, por meio da expressão a seguir:

$$PERDAS_{C_{c,j}} = MED_{C\_PRB_{c,j}} * (XP\_CLF_j - 1)$$

Onde:

$PERDAS_{C_{c,j}}$  corresponde às Perdas de Consumo no período de comercialização “j”, por parcela de carga “c”

$MED_{C\_PRB_{c,j}}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$XP\_CLF_j$  é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

6. As perdas da Rede Básica, associadas às parcelas de usina, são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de geração participante das perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração apurado. Assim, para as parcelas de usina não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$PERDAS\_G_{p,j} = MED\_G\_PRB_{p,j} * (1 - XP\_GLF_j)$$

*Caso contrário:*

$$PERDAS\_G_{p,j} = 0$$

Onde:

PERDAS\_G<sub>p,j</sub> corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED\_G\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

XP\_GLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

7. As perdas da Rede Básica, associadas à geração de teste das usinas, são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de geração de teste participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de geração apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor correspondente às Perdas de Geração de Teste, conforme apresentado nas expressões a seguir:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$PERDAS\_GT_{p,j} = MED\_GT\_PRB_{p,j} * (1 - XP\_GLF_j)$$

*Caso contrário:*

$$PERDAS\_GT_{p,j} = 0$$

Onde:

PERDAS\_GT<sub>p,j</sub> corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED\_GT\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

XP\_GLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

8. As perdas da Rede Básica associadas ao consumo da usina são determinadas por período de comercialização e dadas pela medição de consumo da geração participante do rateio de perdas da Rede Básica e ajustadas pelo fator de rateio de perdas de consumo apurado. Assim, para usinas não participantes do rateio de perdas da Rede Básica, não há valor

correspondente às Perdas de Consumo da Geração, conforme apresentado nas expressões a seguir:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$PERDAS\_CG_{p,j} = MED\_CG\_PRB_{p,j} * (XP\_CLF_j - 1)$$

*Caso contrário:*

$$PERDAS\_CG_{p,j} = 0$$

Onde:

PERDAS\_CG<sub>p,j</sub> corresponde às Perdas do Consumo da Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

MED\_CG\_PRB<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

XP\_CLF<sub>j</sub> é o Fator de Rateio de Perdas de Consumo, por período de comercialização “j”

### 2.3.2. Dados de Entrada do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Geração e Consumo:

	<b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga que Participa da Rede Básica</b>	
<b>MED_C_PRB<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada que Participa da Rede Básica</b>	
<b>MED_CG_PRB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo da geração, que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MED_G_PRB<sub>p,j</sub></b>	<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b>	

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Informação medida de geração que participa da Rede Básica, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina que Participa da Rede Básica</b></p>	
MED_GT_PRB <sub>p,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Quantidade de geração de teste que participa da Rede Básica, associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Fator de Rateio de Perdas de Consumo</b></p>	
XP_CLF <sub>j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de consumo, ou a suas parcelas, que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”</p> <p>n.a.</p> <p>Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Fator de Rateio de Perdas de Geração</b></p>	
XP_GLF <sub>j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p>	<p>Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”</p> <p>n.a.</p> <p>Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)</p>

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída do Cálculo das Perdas da Rede Básica de Geração e Consumo

<b>Perdas de Consumo</b>		
<b>PERDAS_C<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Perdas de Consumo da Geração</b>		
<b>PERDAS_CG<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Perdas de Geração</b>		
<b>PERDAS_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Perdas de Geração de Teste</b>		
<b>PERDAS_GT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4. Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

#### Objetivo:

Consolidar as informações de geração e consumo por agente da CCEE, ajustando essas medições em função das perdas da Rede Básica.

#### Contexto:

Uma vez identificadas as informações de consumo, de geração comercial e de teste, e de perdas associadas aos ativos medidos, ocorre a consolidação do total de consumo e geração por agente. A contabilização da CCEE depende das informações ajustadas e consolidadas para apuração das diferenças pelos volumes físicos e contratados no centro de gravidade.

A [Figura 13](#) situa a etapa de consolidação das informações ajustadas de consumo e geração em relação ao módulo completo.

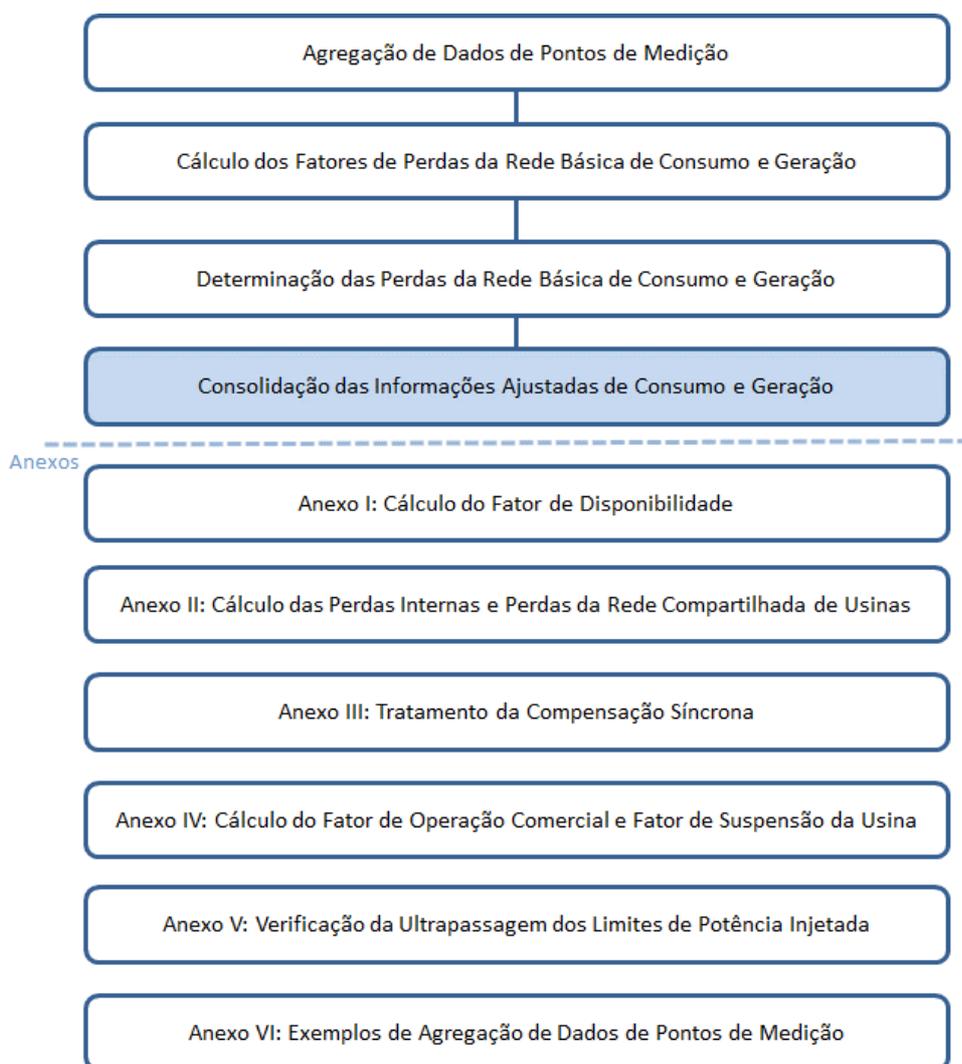


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Medição Contábil"

#### 2.4.1. Detalhamento da Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração

O processo de consolidação das informações de consumo e geração é composto pelos seguintes comandos e expressões:

9. A Geração Final de uma usina é dada pela medição da geração comercial apurada, descontadas as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento. A expressão que consolida a geração de uma determinada usina é:

$$G_{p,j} = \left( MED_{G_{p,j}} - \sum_{p \in PP} PERDAS_{G_{p,j}} \right)$$

Onde:

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_{G_{p,j}}$  corresponde às Perdas de Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

“PP” é o conjunto de perdas de parcelas das usinas “p”, que são atribuídas à parcela de usina “p”

10. A Geração Final de Teste de uma usina é dada pela medição de geração de teste apurada, descontadas as perdas da Rede Básica associadas ao empreendimento. A expressão que consolida a geração de teste um empreendimento de geração é dada por:

$$GFT_{p,j} = MED_{GT_{p,j}} - \sum_{p \in PP} PERDAS_{GT_{p,j}}$$

Onde:

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED_{GT_{p,j}}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS_{GT_{p,j}}$  corresponde às Perdas de Geração de Teste no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

“PP” é o conjunto de perdas das parcelas das usinas “p” que são atribuídas à parcela de usina “p”

11. O Total de Geração do Agente é determinado pela soma da geração final e a geração final de teste de todas as usinas do agente, por submercado e período de comercialização, conforme a expressão a seguir:

$$TGG_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in S \\ p \in a}} (G_{p,j} + GFT_{p,j})$$

Onde:

$TGG_{a,s,j}$  é a Geração Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

12. Para uma usina que apresenta um consumo associado à geração, seu Consumo da Geração Final da Usina é acrescido das perdas da Rede Básica associadas ao ativo, dado pela expressão:

$$CGF_{p,j} = MED\_CG_{p,j} + \sum_{p \in PP} PERDAS\_CG_{p,j}$$

Onde:

$CGF_{p,j}$  é o Consumo da Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED\_CG_{p,j}$  é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PERDAS\_CG_{p,j}$  corresponde às Perdas de Consumo da Geração no período de comercialização “j”, por parcela de usina “p”

“PP” é o conjunto de perdas das parcelas das usinas “p”, que são atribuídas à parcela de usina “p”

13. O Consumo da Geração do Agente é determinado pela soma do Consumo de Geração de todas as usinas do agente, em um determinado submercado e período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$TGGC_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in s \\ p \in a}} CGF_{p,j}$$

Onde:

$TGGC_{a,s,j}$  é o Consumo de Geração Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CGF_{p,j}$  é o Consumo de Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

14. O consumo final, ou reconciliado, de uma carga é determinado por período de comercialização, por meio do ajuste das perdas da Rede Básica associadas à carga, de acordo com a seguinte expressão:

$$RC_{c,j} = MED\_C_{c,j} + \sum_{c \in CP} PERDAS\_C_{c,j}$$

Onde:

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$PERDAS\_C_{c,j}$  corresponde às Perdas de Consumo no período de comercialização “j”, por parcela de carga “c”

“CP” é o conjunto de perdas das parcelas de cargas “c”, que são atribuídas à parcela de carga “c”

15. Conforme definido ~~em regulamentação específica na Resolução Normativa nº 376, de 25 de agosto de 2009~~, para os consumidores livres que possuem cargas atendidas parcialmente pela Distribuidora Local (Distribuidora Local: Agente de Distribuição responsável pela área de

concessão ou permissão onde estão localizadas as unidades consumidoras de responsabilidade do Consumidor Livre), é preciso determinar o consumo cativo de cada unidade consumidora, já que esse deve ser tratado como consumo do agente da categoria distribuição para fins de contabilização das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.

16. A relação comercial, constituída pelo consumidor livre com a distribuidora local para aquisição de energia elétrica de cada carga parcialmente livre, é amparada pelo Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme definido em regulamentação específica na REN nº 376/2009.

16.1. Para contratos firmados que não estão em conformidade com a REN nº 376/2009, serão consideradas as disposições desses contratos durante um período de transição, até que todas as relações contratuais envolvendo a aquisição de energia elétrica por um consumidor livre, junto à distribuidora local, estejam em conformidade com as novas diretrizes consagradas pelo regulador.

17. Em função do disposto acima, o consumo cativo será obtido da seguinte forma:

17.1. Para cada carga parcialmente livre, cuja distribuidora local tenha informado que possui um CCER em conformidade com as disposições apresentadas em regulamentação específica na REN nº 376/2009, no mês de apuração “m”, o consumo cativo será determinado por meio da energia consumida pela carga limitada na quantidade mensal de energia regulada, informada pela distribuidora local, ajustada por um fator que representa as perdas da Rede Básica atribuídas ao seu consumo e modulada conforme seu perfil de consumo, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_CAT_{c,j} = \min \left( RC_{c,j}; \left( QM\_REG_{c,m} * \frac{RC_{c,j}}{\sum_m RC_{c,j}} \right) * \frac{RC_{c,j}}{MED\_C_{c,j}} \right)$$

Onde:

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$QM\_REG_{c,m}$  é a Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

17.2. Para as demais cargas parcialmente livres, o consumo cativo será determinado pela energia consumida pela carga limitada na quantidade modulada de energia regulada, informada pela distribuidora local, ajustada por um fator que representa as perdas da Rede Básica atribuídas ao seu consumo, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_CAT_{c,j} = \min \left( RC_{c,j}; \left( Q\_REG_{c,j} * \frac{RC_{c,j}}{MED\_C_{c,j}} \right) \right)$$

Onde:

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$Q\_REG_{c,j}$  é a Quantidade de Energia Regulada declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no período de comercialização “j”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

17.3. Para as demais cargas livres, o consumo cativo não deve ser considerado, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_CAT_{c,j} = 0$$

Onde:

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

18. O consumo que está no ambiente livre da carga é determinado a partir da diferença entre o total de consumo da carga e o montante de consumo cativo da mesma, conforme a seguinte expressão:

$$RC\_AL_{c,j} = RC_{c,j} - RC\_CAT_{c,j}$$

Onde:

$RC\_AL_{c,j}$  é o Consumo no ambiente livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

19. O Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador, que será somado às demais cargas do distribuidor ou gerador, é determinado pela soma de todo o consumo cativo atendido pelo agente, expresso por:

$$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in CAT\_D\_G}} RC\_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

“CAT\_D\_G” é o conjunto de parcelas de cargas, atendidas pelo agente “a”

20. O Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre, que será subtraído das cargas do consumidor livre, é determinado pela soma do consumo das cargas cativas do agente, expresso por:

$$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC\_CAT_{c,j}$$

Onde:

$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC\_CAT_{c,j}$  é o Consumo Cativo da parcela de carga “c”, no período de comercialização

21. O Total de Consumo do Agente é determinado pela soma do consumo de todas as cargas do agente, por submercado e período de comercialização “j”, sendo que para os consumidores livres é abatido o seu consumo cativo apurado e para os distribuidores é somado o consumo cativo dos consumidores livres, de acordo com a seguinte expressão:

$$TRC_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC_{c,j} - TRC\_CAT\_CL_{a,s,j} + TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil do agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente Consumidor Livre “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

#### 2.4.2. Dados de Entrada para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

<b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>		
<b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PERDAS_C<sub>c,j</sub></b>	<b>Perdas de Consumo</b>	

Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Perdas de Consumo da Geração

<b>PERDAS_CG<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas ao consumo da geração da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor

<b>QM_REG<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Declaração mensal da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, por meio de um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, associada à parcela da carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Modulada de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor

<b>Q_REG<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Declaração da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, caso não exista um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER firmado entre o consumidor e o distribuidor, associada à parcela da carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>
----------------------------	---

Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Medição de Geração de Teste Não Ajustada da Usina

<b>MED_GT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de geração de teste associada a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Perdas de Geração

<b>PERDAS_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Perdas de Geração de Teste

<b>PERDAS_GT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perdas da Rede Básica associadas à geração de teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação das Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída para Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo

<b>TGG<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Geração Total do Agente</b>	
	Descrição	Informação consolidada de geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TGGC<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo de Geração Total do Agente</b>	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo da geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo Total do Agente</b>	
	Descrição	Consumo Total do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final de Teste da Usina</b>	
	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina "p" ajustada, por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>RC<sub>c,j</sub></b>	<b>Consumo Reconciliado da Carga</b>	

	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo no Ambiente Livre

RC_AL <sub>c,j</sub>	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo da Geração Final da Usina

CGF <sub>p,j</sub>	Descrição	Consumo associado a uma parcela de usina “p” ajustado, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo Cativo

RC_CAT <sub>c,j</sub>	Descrição	Consumo de energia ajustado da parcela cativa da carga parcialmente livre “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor ou Gerador

TRC_CAT_D_G <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre

TRC_CAT_CL <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído a cada perfil de agente “a”, pertencendo à classe de consumidor livre, por submercado “s”, período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

Valores Possíveis	Positivos ou Zero
-------------------	-------------------

### 3. Anexos

#### 3.1. ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade

##### Objetivo:

Identificar os Fatores de Disponibilidade a serem aplicados às usinas.

##### Contexto:

O Fator de Disponibilidade é utilizado para:

- ajustar a Garantia Física Média Parcial e definir as parcelas de energia comercial e de teste de usinas hidráulicas;
- ajustar a Garantia Física das usinas;

A [Figura 14](#) situa a etapa de cálculo do fator de disponibilidade em relação ao módulo completo:

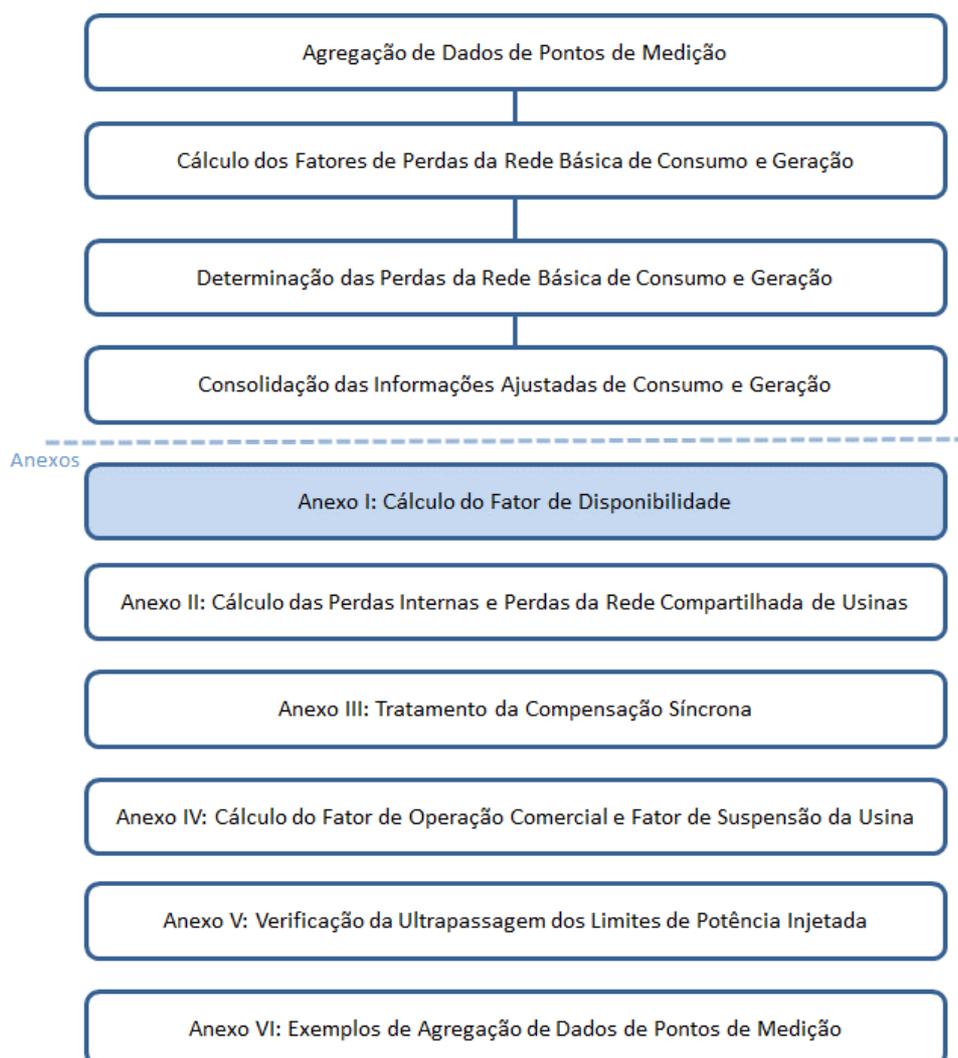


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 3.1.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Fatores de Disponibilidade

O cálculo do Fator de Disponibilidade é realizado apenas para as usinas que possuem garantia física definida pelo MME e é composto pelo seguinte processo:

- Cálculo do Fator de Disponibilidade das Usinas para ajuste das Garantias Físicas

Os processos de cálculo dos Fatores de Disponibilidade das Usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

#### Cálculo do Fator de Disponibilidade das Usinas para ajuste das Garantias Físicas

22. O fator de disponibilidade é calculado de acordo com o tipo de usinas conforme as seguintes expressões:

*Para usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC ou III, então:*

$$F\_DISP_{p,m} = F\_DISP\_A_{p,f-1}$$

*Caso contrário:*

$$F\_DISP_{p,m} = \mathbf{F\_DISP\_PRE}_{p,m}$$

Onde:

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_DISP\_PRE_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_DISP\_A_{p,f}$  é o Fator de Disponibilidade Anual da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

#### Importante:

Ajustes Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $\mathbf{F\_DISP}_{p,m}$  ( $ADDC\_F\_DISP_{p,m}$ ) da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, poderão sobrescrever o valor calculado para o fator de disponibilidade da usina.

#### Cálculo do Fator de Disponibilidade Preliminar mensal

23. O Fator de Disponibilidade Preliminar mensal é calculado para as usinas hidráulicas e para as usinas térmicas com modalidade de despacho tipo IA e IIA, conforme as seguintes expressões:

- 23.1. Para as usinas hidrelétricas, termelétricas com custo variável unitário declarado diferentes de zero e empreendimentos de importação de energia elétrica despachadas centralizadamente, a apuração de disponibilidade é com base nas taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada apurada, de acordo com [regulamentação específica](#) ~~Resolução Normativa nº 614 de 2014~~.

23.2. Para as usinas hidráulicas não despachadas centralizadamente a legislação prevê revisões semestrais da garantia física com base na geração verificada, de acordo com o Art. 6º, inciso 3º e parágrafo 2º da Portaria nº 463 de 2009.

23.3. O Fator de Disponibilidade Preliminar estabelecido de acordo com a relação entre os Índices de Disponibilidades Verificados, em cada mês de apuração, e seus respectivos Índices de Referência de Disponibilidade, limitado a 100%:

$$F\_DISP\_PRE_{p,m} = \min\left(1; \frac{ID_{p,m}}{ID\_REF_{p,m}}\right)$$

Onde:

$F\_DISP\_PRE_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

23.3.1. Os Índices de Disponibilidade Verificados das usinas são calculados de acordo com as modalidades de despacho dos empreendimentos junto ao Operador Nacional do Sistema, da seguinte forma:

23.3.1.1. Para usina hidráulica com modalidade de despacho tipo I ou não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, o Índice de Disponibilidade Verificada é dado pela seguinte expressão:

$$ID_{p,m} = (1 - TEIFa_{p,m}) * (1 - TEIP_{p,m})$$

Onde:

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TEIFa_{p,m}$  é a Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TEIP_{p,m}$  é a Taxa Equivalente de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

23.3.1.2. Para usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo II, IIC ou III, como há previsão de revisão semestral de sua Garantia Física, o Índice de Disponibilidade Verificada é igual a 1:

$$ID_{p,m} = 1$$

Onde:

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificada por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

23.3.2. Os Índices de Referência de Disponibilidade das usinas, durante o mês de apuração, são estabelecidos da mesma forma que os Índices de Disponibilidade Verificados, ou seja, de acordo com as modalidades de despacho, da seguinte forma:

23.3.2.1. Para usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho tipo I, ou para usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, o Índice de Referência de Disponibilidade da usina é dado pela multiplicação do complementar aritmético das taxas de referência de interrupções forçadas e programadas nos termos da expressão:

$$ID\_REF_{p,m} = (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * (1 - REF\_TEIP_{p,m})$$

Onde:

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

23.3.2.2. Para usina hidráulica, com modalidade de despacho tipo II, IIC ou III, como há previsão de revisão semestral de sua Garantia Física, o Índice de Referência de Disponibilidade é igual a 1:

$$ID\_REF_{p,m} = 1$$

Onde:

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

### Cálculo do Fator de Disponibilidade Anual

24. O Fator de Disponibilidade Anual é calculado para as usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC e III, exceto as usinas participantes do PROINFA, conforme as seguintes expressões:

24.1. Para usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC ou III, o Fator de Disponibilidade é apurado observando-se limites de tolerância, dependendo do período de apuração, da seguinte forma:

24.1.1. No primeiro e segundo ciclos anuais de aplicação do fator de disponibilidade da usina, este é dado pela seguinte expressão:

Se  $\left(\frac{GHV_{p,f}}{REF\_GHV_{p,f}}\right)$  for superior ou igual a 0,90:

$$F\_DISP\_A_{p,f} = 1$$

Senão:

$$F\_DISP\_A_{p,f} = \min\left(1; \frac{GHV_{p,f}}{REF\_GHV_{p,f}}\right)$$

Onde:

$F\_DISP\_A_{p,f}$  é o Fator de Disponibilidade Anual da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GHV_{p,f}$  é a Geração Histórica Verificada da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

$REF\_GHV_{p,f}$  é a Geração Histórica Verificada de Referência da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

24.1.2. Para os demais ciclos anuais de cálculo do fator de disponibilidade, este é dado pela seguinte expressão:

Se  $\left(\frac{GHV_{p,f}}{REF\_GHV_{p,f}}\right)$  for superior ou igual a 0,95:

$$F\_DISP\_A_{p,f} = 1$$

Senão:

$$F\_DISP\_A_{p,f} = \min\left(1, \frac{GHV_{p,f}}{REF\_GHV_{p,f}}\right)$$

Onde:

$F\_DISP\_A_{p,f}$  é o Fator de Disponibilidade Anual da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GHV_{p,f}$  é a Geração Histórica Verificada da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

$REF\_GHV_{p,f}$  é a Geração Histórica Verificada de Referência da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

### Importante:

Para as usinas que tenham 12 meses ou menos de operação comercial, o  **$F\_DISP\_A_{p,f}$**  será igual a 1.

A critério da ANEEL poderão ser expurgados do histórico os meses em que houver suspensão de unidades geradoras ou meses em que haja obras de modernização dos empreendimentos, conforme disposto [em regulamentação específica na Resolução Normativa Aneel nº 566/2013 e na Resolução Normativa Aneel nº 583, de 22 de outubro de 2013 \(Art. 13\)](#).

Caso ocorra expurgo de histórico ou a republicação da Garantia Física da usina, o  **$F\_DISP\_A_{p,f}$**  poderá ser recalculado e aplicado a partir da data de vigência publicada em ato regulatório.

Para as usinas eolioelétricas e termelétricas inflexíveis com CVU nulo o fator de disponibilidade será calculado e publicado pela CCEE até o dia 31 de agosto de cada ano, conforme estabelece a [regulamentação específica Resolução Normativa nº 566/2013](#).

24.2. Para usinas não hidráulicas, com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC ou III, exceto usinas eólicas, a Geração Histórica Verificada é uma variável anual, apurada com base na geração dos últimos 60 meses, considerando ciclos de 12 meses, a partir de 1º de julho, não referenciada à Rede Básica, com vigência a partir de janeiro do ano seguinte, conforme a seguinte expressão:

$$GHV_{p,f} = \sum_{\substack{m \in MGH \\ m \in 60M}} \left( \sum_{j \in m} MED_{G_{p,j}} + DSPL\_ENER\_MNSL\_EPE_{p,m} + ADDC\_GHV_{p,m} \right)$$

Onde:

$GHV_{p,f}$  é a Geração Histórica Verificada da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$DSPL\_ENER\_MNSL\_EPE_{p,m}$  é a Disponibilidade de Energia Mensal declarada pelo a agente à EPE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“60M” é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração “m”

“MGH” é o conjunto dos meses de geração histórica verificada da usina, considerando ciclos de 12 meses de 1 de julho de um ano a 30 de junho de outro ano

$ADDC\_GHV_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GHV da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

### Importante:

Deverão ser considerados para o cálculo do  $GHV_{p,f}$  somente os registros de medição de energia gerada a partir de setembro de 2013 e a partir do 13º mês após a liberação da entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora da usina.

Na ausência de dados históricos de geração de 60 meses deverá ser efetuado complemento com os valores de disponibilidade ou compromisso firme de entrega de energia declarados pelo agente à EPE ( $DSPL\_ENER\_MNSL\_EPE_{p,m}$ ), para o cálculo de garantia física da usina. Caso a disponibilidade ou o compromisso declarado não tenha sido definido referenciado ao ponto de conexão, deverão ser abatidas as perdas internas.

A critério da ANEEL poderão ser expurgados do histórico os meses em que houver suspensão de unidades geradoras ou meses em que haja obras de modernização dos empreendimentos, conforme disposto ~~em regulamentação específica na Resolução Normativa Aneel nº 566/2013 e na Resolução Normativa Aneel nº 583, de 22 de outubro de 2013 (Art. 13).~~

24.3. Para as usinas eólicas a Geração Histórica Verificada é uma variável anual, apurada com base na geração da usina, não referenciada à Rede Básica, com vigência a partir de janeiro do ano seguinte, conforme a seguinte expressão:

$$GHV_{p,f} = \sum_{m \in MGH} \left( \sum_{j \in m} MED_{G_{p,j}} + DSPL\_ENER\_MNSL\_EPE_{p,m} + ADDC\_GHV_{p,m} \right)$$

Onde:

$GHV_{p,f}$  é a Geração Histórica Verificada da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$DSPL\_ENER\_MNSL\_EPE_{p,m}$  é a Disponibilidade de Energia Mensal declarada pelo agente à EPE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“MGH” é o conjunto dos meses de geração histórica verificada da usina, considerando ciclos de 12 meses de 1 de julho de um ano a 30 de junho de outro ano

$ADDC\_GHV_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GHV da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

#### **Importante:**

Deverão ser considerados para o cálculo do  $GHV_{p,f}$  somente os registros de medição de energia gerada a partir de setembro de 2013 e a partir do 13º mês após a liberação da entrada em operação comercial da 1ª unidade geradora da usina.

Na ausência de dados históricos de geração de 60 meses deverá ser efetuado complemento com os valores de disponibilidade ou compromisso firme de entrega de energia declarados pelo agente à EPE ( $DSPL\_ENER\_MNSL\_EPE_{p,m}$ ), para o cálculo de garantia física da usina. Caso a disponibilidade ou o compromisso declarado não tenha sido definido referenciado ao ponto de conexão, deverão ser abatidas as perdas internas.

A critério da ANEEL poderão ser expurgados do histórico os meses em que houver suspensão de unidades geradoras ou meses em que haja obras de modernização dos empreendimentos, conforme disposto ~~em regulamentação específica na Resolução Normativa Aneel nº 566/2013 e na Resolução Normativa Aneel nº 583, de 22 de outubro de 2013 (Art. 13).~~

24.4. Para usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC ou III, exceto usinas eólicas, a Geração Histórica Verificada de Referência é determinada com base na garantia física, em operação comercial, dos últimos 60 meses, considerando ciclos de 12 meses, a partir de 1º de julho, com vigência a partir de janeiro do ano seguinte, conforme a seguinte expressão:

$$REF\_GHV_{p,f} = \sum_{\substack{m \in MGH \\ m \in 60M}} \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * F\_COM\_GF_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f}) + ADDC\_REF\_GHV_{p,m}$$

Onde:

REF\_GHV<sub>p,f</sub> é a Geração Histórica Verificada de Referência da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

GF<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina “p”

“SPD<sub>m</sub>” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

F\_COM\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial associado a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_PDI\_GF<sub>p,f</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

ADDC\_REF\_GHV<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REF\_GHV da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

“60M” é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração “m”

“MGH” é o conjunto dos meses de geração histórica verificada da usina, considerando ciclos de 12 meses de 1 de julho de um ano a 30 de junho de outro ano

### Importante:

Deverão ser considerados para o cálculo do **REF\_GHV<sub>p,f</sub>** somente os valores de **GF<sub>p</sub>** e **F\_COM\_GF<sub>p,j</sub>** correspondentes a períodos de comercialização coincidentes ao do cálculo de **GHV<sub>p,f</sub>**.

Para as usinas que entrarem em operação comercial ao longo de um mês de apuração de um determinado ano de referência, a quantidade de horas será proporcional ao intervalo correspondente desde a data de entrada em operação comercial até o final do mês em questão.

Caso a Garantia Física da usina não tenha sido definida referenciada ao ponto de conexão, deverão ser abatidas as perdas internas.

A critério da ANEEL poderão ser expurgados do histórico os meses em que houver suspensão de unidades geradoras ou meses em que haja obras de modernização dos empreendimentos, conforme disposto [em regulamentação específica na Resolução Normativa Aneel nº 566/2013 e na Resolução Normativa Aneel nº 583, de 22 de outubro de 2013 \(Art. 13\)](#).

24.5. Para usinas eólicas a Geração Histórica Verificada de Referência é determinada com base na garantia física, em operação comercial, com vigência a partir de janeiro do ano seguinte, conforme a seguinte expressão:

$$REF\_GHV_{p,f} = \sum_{m \in MGH} \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * F\_COM\_GF_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f}) + ADDC\_REF\_GHV_{p,m}$$

Onde:

REF\_GHV<sub>p,f</sub> é a Geração Histórica Verificada de Referência da parcela de usina “p”, por ano de apuração “f”

GF<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina “p”

“SPD<sub>m</sub>” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

F\_COM\_GF<sub>p,j</sub> é o Fator de Operação Comercial associado a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_PDI\_GF<sub>p,f</sub> é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

ADDC\_REF\_GHV<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REF\_GHV da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

“MGH” é o conjunto dos meses de geração histórica verificada da usina, considerando ciclos de 12 meses de 1 de julho de um ano a 30 de junho de outro ano

#### Importante:

Deverão ser considerados para o cálculo do **REF\_GHV<sub>p,f</sub>** somente os valores de **GF<sub>p</sub>** e **F\_COM\_GF<sub>p,j</sub>** correspondentes a períodos de comercialização coincidentes ao do cálculo de **GHV<sub>p,f</sub>**.

Para as usinas que entrarem em operação comercial ao longo de um mês de apuração de um determinado ano de referência, a quantidade de horas será proporcional ao intervalo correspondente desde a data de entrada em operação comercial até o final do mês em questão.

Caso a Garantia Física da usina não tenha sido definida referenciada ao ponto de conexão, deverão ser abatidas as perdas internas.

A critério da ANEEL poderão ser expurgados do histórico os meses em que houver suspensão de unidades geradoras ou meses em que haja obras de modernização dos empreendimentos, conforme disposto [em regulamentação específica na Resolução Normativa Aneel nº 566/2013 e na Resolução Normativa Aneel nº 583, de 22 de outubro de 2013 \(Art. 13\)](#).

### 3.1.2. Dados de Entrada do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade

---

F\_COM\_GF<sub>p,j</sub>

Fator de Operação Comercial associado a Garantia Física

---

	<b>Descrição</b>	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total associada a Garantia Física
	<b>Unidade</b>	n.a.
	<b>Fornecedor</b>	Medição Contábil (Anexo IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

#### Medição de Geração Não Ajustada da Usina

<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	<b>Descrição</b>	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

#### Taxa de Referência de Interrupções Forçadas

<b>REF_TEIF<sub>p,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	<b>Unidade</b>	n.a.
	<b>Fornecedor</b>	ONS/Agentes
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

#### Taxa de Referência de Interrupções Programadas

<b>REF_TEIP<sub>p,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	<b>Unidade</b>	n.a.
	<b>Fornecedor</b>	ONS/Agentes
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

**QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub>**

**Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro**

Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	Módulo de Garantia Física (ANEXO I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas

**TEIF<sub>p,m</sub>**

Descrição	Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas
Unidade	n.a.
Fornecedor	ONS/CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Taxa Equivalente de Interrupções Programadas

**TEIP<sub>p,m</sub>**

Descrição	Parâmetro mensal que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE com modalidade de despacho tipo I, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA. Este é calculado com base em um horizonte de 60 meses, sendo recalculado mensalmente para hidráulicas, e em agosto de cada ano, com vigência a partir do ano seguinte, para usinas não hidráulicas
Unidade	n.a.
Fornecedor	ONS/CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **ADDC\_F\_DISP<sub>p,m</sub>** Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd com efeito no cálculo do F\_DISP

Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do
-----------	--

	F_DISP da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivo, Negativo ou Zero

	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd com efeito no cálculo do REF_GHV</b>
<b>ADDC_REF_GHV<sub>p,m</sub></b>	Descrição
	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do REF_GHV da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
	Unidade
	MWh
	Fornecedor
	CCEE
	Valores Possíveis
	Positivo, Negativo ou Zero

	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd com efeito no cálculo do GHV</b>
<b>ADDC_GHV<sub>p,m</sub></b>	Descrição
	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do GHV da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
	Unidade
	MWh
	Fornecedor
	CCEE
	Valores Possíveis
	Positivo, Negativo ou Zero

	<b>Garantia Física</b>
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição
	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade
	MW médio
	Fornecedor
	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis
	Positivos ou Zero

	<b>Duração de um período de comercialização</b>
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição
	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade
	hora

	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO II – Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivo ou Zero
<b>Disponibilidade de Energia Mensal declarada pelo a agente à EPE</b>		
<b>DSPL_ENER_MNSL_EPE<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Disponibilidade de Energia Mensal declarada pelo a agente à EPE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivo ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída do Processo de Cálculo do Fator de Disponibilidade

<b>Fator de Disponibilidade</b>		
<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Disponibilidade Anual da parcela de usina</b>		
<b>F_DISP_A<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade Anual da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ID<sub>p,m</sub></b>	<b>Índice de Disponibilidade Verificado</b>	

	Descrição	Indicador de Disponibilidade em função dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Índice de Referência de Disponibilidade</b>		
ID_REF <sub>p,m</sub>	Descrição	Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2. ANEXO II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas

#### Objetivo:

Determinar as perdas internas associadas à operação das usinas e as perdas referentes à Rede Compartilhada para cada usina.

#### Contexto:

As perdas internas são utilizadas para ajustar valores definidos na barra de saída do gerador. Um desses valores é a Garantia Física, utilizada como lastro de energia, para comercialização tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como a Garantia Física é determinada conforme uma estimativa de geração de longo prazo faz-se necessário determinar um fator que representa a perda interna média associada à sua natureza da operação.

Além da Garantia Física, outros valores precisam ser ajustados conforme a perda interna instantânea apurada, ou seja, a perda interna verificada em cada período de comercialização.

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada é necessário caso a Garantia Física das usinas, estabelecidas em ato regulatório, estejam definidas nos Pontos de Medição Individual – PMI das usinas. Para que todas as usinas tenham o mesmo tratamento, as usinas com Garantia Física vinculado ao PMI deverão possuir um ajuste específico.

A [Figura 15](#) situa o anexo referente ao cálculo das perdas internas de usinas em relação ao módulo completo.

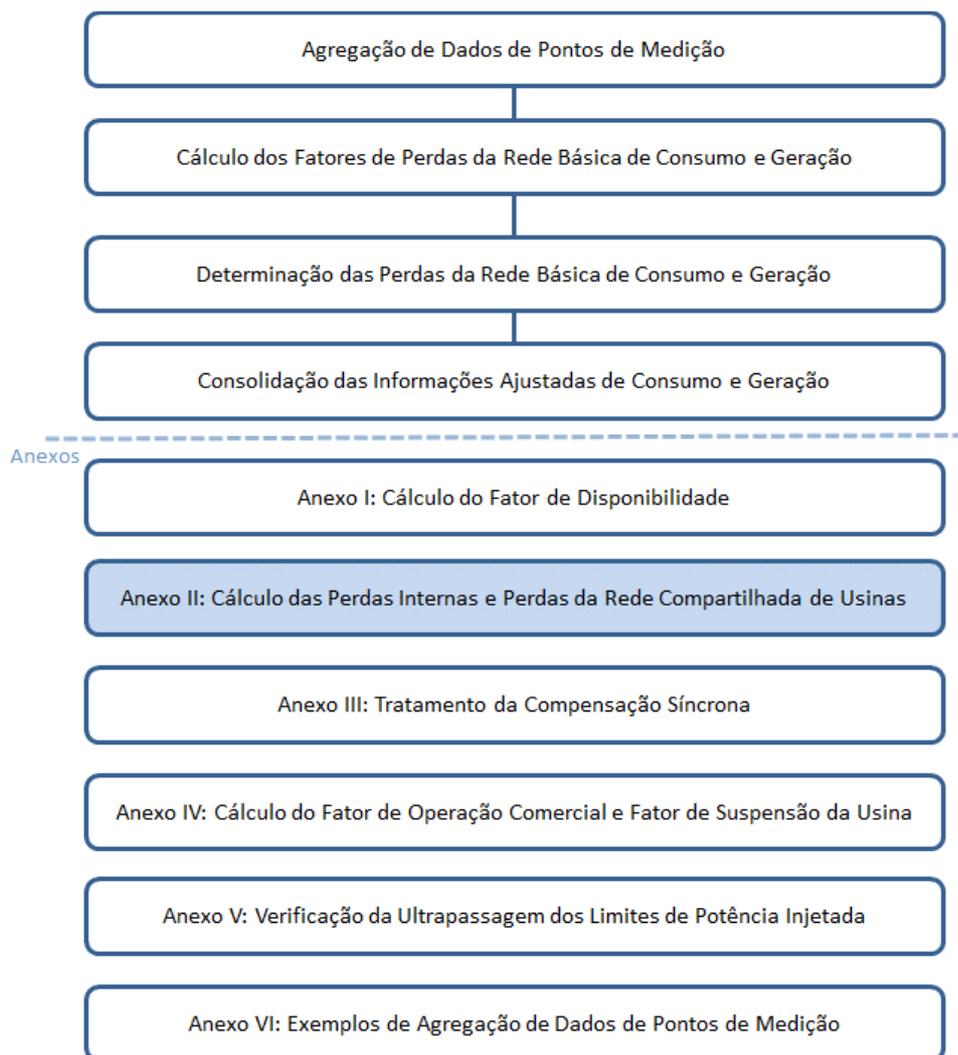


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 3.2.1. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

O cálculo das perdas internas de usinas é composto pelos seguintes processos:

- Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas
- Cálculo das Perdas Internas Médias de Usinas, com o objetivo de ajustar suas Garantias Físicas em função das perdas elétricas encontradas

Os processos de cálculo das perdas internas de usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

#### Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas

25. Como as usinas com modalidade de despacho tipo I são as únicas que tem a obrigação de instalar medidores tanto no ponto de conexão, medição líquida, quanto na saída da unidade geradora, medição bruta, conforme ~~Módulo 12 dos~~ Procedimentos de Rede, a Perda Interna Medida da Usina é determinada apenas para as usinas hidráulicas com modalidade de despacho tipo I ou não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA, nos períodos de

comercialização em que a usina apresente ao menos uma unidade geradora em operação comercial, pela diferença apurada entre as informações de geração bruta e a medição de faturamento (na conexão). Dessa forma a Perda Interna Medida da Usina é dada pela seguinte expressão:

$$PDI\_MED_{p,j} = \max \left( 0; \left( \max(0, MBU_{p,j}) - (MED\_G_{p,j} - MED\_CG_{p,j} * F\_COMERCIAL_{p,j}) \right) \right)$$

Onde:

$PDI\_MED_{p,j}$  é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED\_CG_{p,j}$  é a Medição de Consumo da Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

#### **Importante:**

A aplicação do acrônimo  $F\_COMERCIAL_{p,j}$  no  $MED\_CG_{p,j}$ , tem o intuito de se considerar somente os valores de  $MED\_CG_{p,j}$  das unidades geradoras que se encontram em operação comercial. Não é necessário aplicar o acrônimo  $F\_COMERCIAL_{p,j}$  no  $MED\_G_{p,j}$ , pois esse acrônimo já considera valores somente das unidades geradoras em operação comercial.

26. O Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas, utilizado para cálculo da energia livre das perdas internas, é determinado da seguinte forma:

26.1. Para cada período de comercialização em que houve medição de geração ( $MED\_G_{p,j} > 0$ ), das usinas hidráulicas com modalidade de despacho tipo I ou não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA, o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas é determinado pela relação entre a medição bruta, descontada das perdas internas instantâneas apuradas e a medição bruta integral, dado pela seguinte expressão:

$$F\_PDI_{p,j} = \frac{\max \left( 0; (MBU_{p,j} - PDI\_MED_{p,j}) \right)}{MBU_{p,j}}$$

Onde:

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PDI\_MED_{p,j}$  é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

26.2. Para as usinas hidráulicas com modalidade de despacho tipo I ou não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA, que não houve geração ( $MED\_G_{p,j} = 0$ ), no período de comercialização, e para as demais usinas, o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas é determinado pelo complementar aritmético do Percentual de Consumo Interno, informado pelo agente, dado pela seguinte expressão:

$$F\_PDI_{p,j} = (1 - PPI_p)$$

Onde:

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PPI_p$  é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

#### **Cálculo das Perdas Internas Média das Usinas**

27. O Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado, no mês de Agosto para vigor durante o ano subsequente, de formas distintas em função das características da usina.

27.1. O Fator de Ajuste da Garantia Física para as usinas que tenham sua Garantia Física publicada definida na conexão ou no PMI é isenta da aplicação das perdas internas, já que é considerada a geração líquida na determinação da Garantia Física. Para as demais usinas, o Fator de Ajuste da Garantia Física difere para usinas hidráulicas e não hidráulicas e pela sua modalidade de despacho, conforme expressão abaixo:

*Se a parcela de usina “p” tem sua Garantia Física publicada calculada na conexão ou no PMI:*

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$$

Onde:

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

Caso a Garantia Física da usina seja republicada e haja alteração da definição do ponto de cálculo (na conexão ou na barra da usina), o fator de ajuste será recalculado e aplicado a partir da data de vigência publicada em ato regulatório. As Usinas que tem o cálculo de sua Garantia Física revisada e com alteração da definição da barra do gerador para o ponto de conexão são isentas da aplicação das perdas internas, com a utilização do  $F\_PDI\_GF_{p,f}=1$ , a partir da data de publicação da revisão.

27.2. Para as usinas que tenham: (i) sua Garantia Física republicada com vigência inicial no transcorrer do mês; ou (ii) o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física republicado com vigência inicial no transcorrer do mês; ou (iii) o ponto de cálculo (na conexão ou na barra da usina) redefinido com vigência inicial no transcorrer do mês, o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das perdas internas será recalculado ponderando para o mês em que ocorrer tais situações. Para o restante do ano, será mantido o valor já calculado. Para as condições (i), (ii) ou (iii) o Fator de Ajuste da Garantia Física será determinado pela expressão seguinte:

$$F\_PDI\_GF_{p,f} = \frac{(F\_PDI\_GF\_ANT_{p,f} * GFANT_p * HORAS\_GFANT_{p,m}) + (F\_PDI\_GF_{p,f} * GF_p * HORAS\_GF_{p,m})}{(GFANT_p * HORAS\_GFANT_{p,m}) + (GF_p * HORAS\_GF_{p,m})}$$

Onde:

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_PDI\_GF\_ANT_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GFANT_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”, anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$HORAS\_GFANT_{p,m}$  é a Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$HORAS\_GF_{p,m}$  é a Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

27.2.1. O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas hidráulicas com modalidade de despacho tipo I, é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da medição bruta em operação comercial nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI\_MED_{p,j} + ADDC\_PDI\_MED\_M_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \max(0, MBU_{p,j}) + ADDC\_PDI\_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PDI\_MED_{p,j}$  é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_PDI\_MED\_M_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do  $PDI\_MED$  da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$ADDC\_PDI\_M_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, com efeito no  $MBU\_Mensal$

“60M” é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Os períodos de comercialização a serem considerados nos somatórios de sessenta meses da Perda Interna Medida ( $PDI\_MED_{p,j}$ ) e Medição Bruta ( $MBU_{p,j}$ ) devem apresentar ao menos uma unidade geradora em operação comercial.

Caso não se disponha de todos os valores do histórico de 60 (sessenta) meses da usina, contados a partir de janeiro de 2010, os mesmos serão completados com o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física ( $PPIM_{p,f}$ ), informado pelo Agente.

27.2.2. O Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas, para as usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA, é determinado pelo complementar aritmético da relação entre (a) a soma da perda interna medida dos últimos 60 meses e (b) a soma da disponibilidade verificada das unidades geradoras nos últimos 60 meses, conforme expressão abaixo:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - \frac{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} PDI\_MED_{p,j} + ADDC\_PDI\_MED\_M_{p,m})}{\sum_{60m} (\sum_{j \in m} \sum_{i \in p} DV_{i,j} + ADDC\_PDI\_M_{p,m})}$$

$\forall m = agosto$

Onde:

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PDI\_MED_{p,j}$  é a Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DV_{i,j}$  é a Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ADDC\_PDI\_MED\_M_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do PDI\_MED da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$ADDC\_PDI\_M_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”, com efeito no DV da usina

“60M” é o conjunto dos últimos 60 meses de apuração anteriores ao mês de apuração “m”

### **Importante:**

Os períodos de comercialização a serem considerados nos somatórios de sessenta meses da Perda Interna Medida ( $PDI\_MED_{p,j}$ ) e Disponibilidade Verificada ( $DV_{i,j}$ ) devem apresentar ao menos uma unidade geradora em operação comercial.

Caso não se disponha de todos os valores do histórico de 60 (sessenta) meses da usina, contados a partir de janeiro de 2010, os mesmos serão completados com o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física ( $PPIM_{p,f}$ ), informado pelo Agente.

27.2.3. Para as usinas hidráulicas, exceto as com modalidade de despacho tipo I, ou para as usinas não hidráulicas, exceto as com modalidade de despacho tipo IA, o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado com base no percentual da perda média definido pelo agente, já que sua Garantia Física é definida na barra de saída do gerador e não é possível calcular sua perda interna, uma vez que essas usinas não têm a obrigação de ter a medição na saída da unidade geradora. Desta forma o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas é determinado conforme a seguinte expressão:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

$$\forall m = agosto$$

Onde:

$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  é o Fator de Ajuste Preliminar da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PPIM_{p,f}$  é o Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

Como usinas modeladas na CCEE após a contabilização do mês de agosto não possuirão  $F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$ , já que este é calculado apenas no mês de agosto, o  $F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f}$  para essas usinas será determinado da forma abaixo:

- Usinas enquadradas em uma das linhas de comando 27.2.1, 27.2.2 e 27.2.3:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1 - PPIM_{p,f}$$

- Demais Usinas:

$$F\_PDI\_GF\_PRE_{p,f} = 1$$

**3.2.2. Detalhamento do Processo de Cálculo das Perdas da Rede Compartilhada de Usinas**

O cálculo das perdas da Rede Compartilhada tem como objetivo determinar um Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada, por período de comercialização, para usinas cuja Garantia Física publicada foi definida no Ponto de Medição Individual – PMI.

Os processos de cálculo das perdas de Rede Compartilhada são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

**Cálculo das Perdas da Rede Compartilhada das Usinas**

28. Para usinas cuja Garantia Física publicada foi definida no Ponto de Medição Individual – PMI, é calculado um Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada. Para as usinas que não estejam gerando em um determinado período de comercialização, ou não tenham sua Garantia Física definida no PMI, o fator é fixado em um. Para os demais períodos de comercialização, o Fator é determinado pela expressão seguinte:

Se  $\sum_{i \in p} M1\_G_{i,j} = 0$  ou se a parcela de usina “p” NÃO tiver sua Garantia Física publicada calculada no PMI:

$$F\_PRC\_GF_{p,j} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_PRC\_GF_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{j \in 12MA} \left( (\sum_{i \in p} M1\_G_{i,j}) * (1 - F\_TESTE_{p,j}) + ADDC\_M1\_G_{i,j} \right)}{\sum_{j \in 12MA} \left( (\sum_{i \in p} M0\_G_{i,j}) * (1 - F\_TESTE_{p,j}) + ADDC\_M0\_G_{i,j} \right)} \right)$$

Onde:

$F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M1\_G_{i,j}$  é a Medição Ajustada associada ao canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

ADDC\_M1\_G<sub>i,j</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M1\_G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

M0\_G<sub>i,j</sub> é a Medição Integralizada do canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

ADDC\_M0\_G<sub>i,j</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M0\_G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“12MA” é o conjunto de 12 meses que compreende o mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

#### **Importante:**

O número de horas utilizado no cálculo deve ser crescente até se completar o histórico de 12 meses. Por exemplo, se no primeiro cálculo a usina contar com somente uma hora no histórico, deve-se utilizar somente o dado desta hora, na segunda hora, utiliza-se somente os dados das duas horas e assim até se completar o histórico de doze meses.

### **3.2.3. Dados de Entrada do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas**

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M0_G</b>	
<b>ADDC_M0_G<sub>i,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M0_G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do ponto de medição M1_G</b>	
<b>ADDC_M1_G<sub>i,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito no cálculo do M1_G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd com efeito no cálculo de perdas internas</b>		
<b>ADDC_PDI_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd com efeito no cálculo de perdas internas para a parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd com efeito no cálculo do PDI_MED</b>		
<b>ADDC_PDI_MED_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd com efeito no cálculo do PDI_MED da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Disponibilidade Verificada da Unidade Geradora</b>		
<b>DV<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Quantidade final de energia que uma unidade geradora associada a uma parcela de usina “p”, é tecnicamente capaz de produzir em um período de comercialização “j”, quando da realização do despacho da usina não hidráulica pelo ONS
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF_ANT<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física Anterior em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_TESTE<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Teste</b>	

Descrição	Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Garantia Física

**GF<sub>p</sub>**

Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
Unidade	MW médio
Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual da Perda Interna Média para Abatimento da Garantia Física

**PPIM<sub>p,f</sub>**

Descrição	Relação entre a expectativa média anual de perdas e a capacidade total instalada das usinas. A expectativa média de perdas refere-se ao consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina e as perdas de rede exclusiva quando a usina estiver gerando, com base em um horizonte de 60 meses
Unidade	n.a.
Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Perda Interna Total da Usina

**PPI<sub>p</sub>**

Descrição	Relação entre o montante de perdas aferidos quando a usina atingir sua plena capacidade de produção, e a capacidade total instalada. O montante de perdas refere-se à diferença entre a medição da geração realizada na barra das Unidades Geradoras e a medição no ponto de conexão, ou seja, considerando as perdas de rede exclusiva e o consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina
Unidade	n.a.

	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física anterior ao aumento ou redução de Garantia Física</b>		
<b>GFANT<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física da parcela de usina “p”, anterior ao aumento ou redução de Garantia Física
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física</b>		
<b>HORAS_GF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas a partir do aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física</b>		
<b>HORAS_GFANT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas anterior ao aumento ou redução da Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição Bruta da Usina em Operação Comercial</b>		
<b>MBU<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração bruta da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MED_CG<sub>p,j</sub></b>	<b>Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada</b>	

	Descrição	Informação medida de consumo da geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Medição de Consumo de Geração da Usina Não Ajustada

<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração não ajustada, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Ajuste na Agregação de Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Medição Integralizada do canal G do ponto de medição

<b>MO_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração de cada ponto de medição “i”, por período de comercialização “j” não ajustadas
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Integralização Horária dos Dados Medidos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Medição Ajustada do canal G do ponto de medição

<b>M1_G<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Apresenta as informações medidas de geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”, ajustadas pelas perdas nas Redes Compartilhadas, se aplicável
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Física (Perdas por Rede compartilhada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2.4. Dados de Saída do Processo de Cálculo das Perdas Internas de Usinas

<b>Perda Interna Medida</b>		
<b>PDI_MED<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Perda Interna Medida da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b>		
<b>F_PRC_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.3. ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

#### Objetivo:

Apurar o volume de serviços ancilares de compensação síncrona prestados pelos geradores quando colocam suas unidades geradoras em operação como compensador síncrono para controle da tensão da rede.

#### Contexto:

Os encargos por compensação síncrona foram estabelecidos por meio de regulamentação específica através da Resolução ANEEL nº 265, de 10 de junho de 2003. Sua apuração é necessária para determinar o ressarcimento a ser realizado ao agente de geração pelos custos incorridos na operação de suas unidades geradoras como compensador síncrono por solicitação do Operador Nacional do Sistema (ONS).

A etapa de tratamento da compensação síncrona em relação ao módulo de Medição Contábil, representada pela Figura 16, é responsável por identificar as medições de consumo e geração associadas à geração bruta das unidades geradoras das usinas cadastradas na CCEE que devem receber tratamento por prestação de serviços ancilares de compensação síncrona, desde que devidamente autorizado pelo ONS:

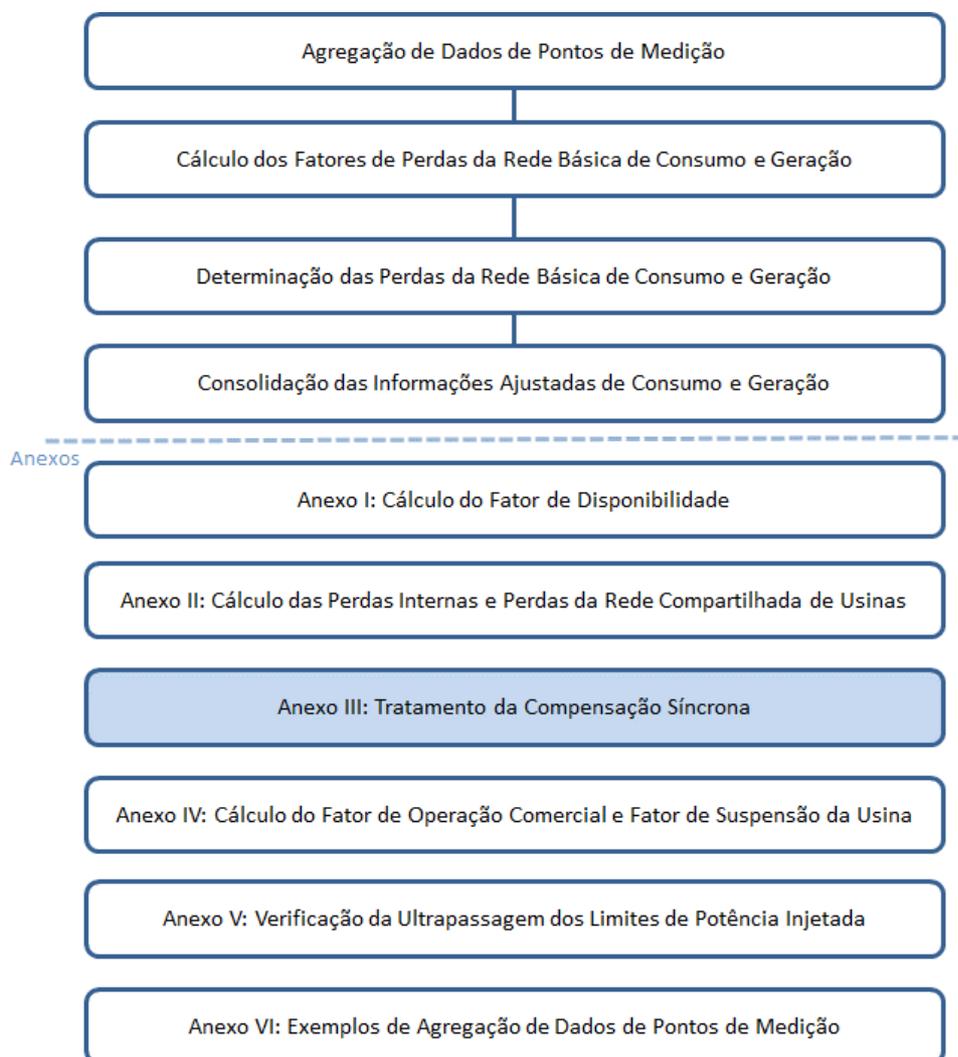


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 3.3.1. Detalhamento do Tratamento da Compensação Síncrona

Os processos de cálculos referentes ao tratamento da compensação síncrona prestada pelas usinas são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

29. A Medição Bruta Líquida corresponde à diferença entre os volumes medidos de geração e consumo associados aos pontos de medição de geração bruta, “i”, de unidades geradoras de

usinas, por período de coleta (5 minutos). A Medição Bruta Líquida é a base para cálculo da compensação síncrona, dada pela expressão:

$$MBU_{Z_{i,z}} = \left( \frac{SCDE_{G_{i,z}} - SCDE_{C_{i,z}}}{1000} \right)$$

Onde:

$MBU_{Z_{i,z}}$  é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta “i”, por período de coleta “z”

$SCDE_{G_{i,z}}$  é a Informação Coletada do canal G do ponto de medição de geração bruta “i”, por período de coleta “z”

$SCDE_{C_{i,z}}$  é a Informação Coletada do canal C do ponto de medição de geração bruta “i”, por período de coleta “z”

30. A Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona é definida com base na Medição Bruta Líquida verificada associada ao ponto de medição de geração bruta, “i”, para unidades geradoras devidamente autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, conforme expressão a seguir:

*Se unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta “i”, estiver prestando serviços ancilares de compensação síncrona, no período de coleta “z”:*

$$MBU_{CS_{i,z}} = \max(0, -MBU_{Z_{i,z}})$$

*Caso contrário:*

$$MBU_{CS_{i,z}} = 0$$

Onde:

$MBU_{CS_{i,z}}$  é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição de geração bruta “i”, por período de coleta “z”

$MBU_{Z_{i,z}}$  é a Medição Bruta Líquida do ponto de medição de geração bruta “i”, por período de coleta “z”

31. O Consumo para Compensação Síncrona é consolidado no período de comercialização para usinas que possuem unidades geradoras autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço ancilar, de acordo com a expressão a seguir:

$$CCS_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MBU_{CS_{i,z}}$$

Onde:

$CCS_{p,j}$  é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MBU_{CS_{i,z}}$  é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

“PSA” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, associados à parcela de usina “p”, habilitados para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona

**Importante:**

1. O cálculo referente ao Consumo para Compensação Síncrona integraliza os Períodos de Coleta, de cinco em cinco minutos, em base horária, apenas dos períodos em que houve despacho do ONS.
2. O Consumo para Compensação Síncrona é apurado por meio da medição bruta de cada unidade geradora que compõe a usina e que prestou serviço ancilar.
3. O cálculo da Medição Bruta Líquida (MBU) é realizado com base nas diferenças apuradas entre os canais G e C do ponto de medição bruta. Para o cálculo do Consumo para Compensação Síncrona são utilizados apenas os valores líquidos de consumo apurados, portanto, é feito um filtro ( $\max(0; -MBU_{Z_{i,z}})$ ) para considerar o valor desejado.

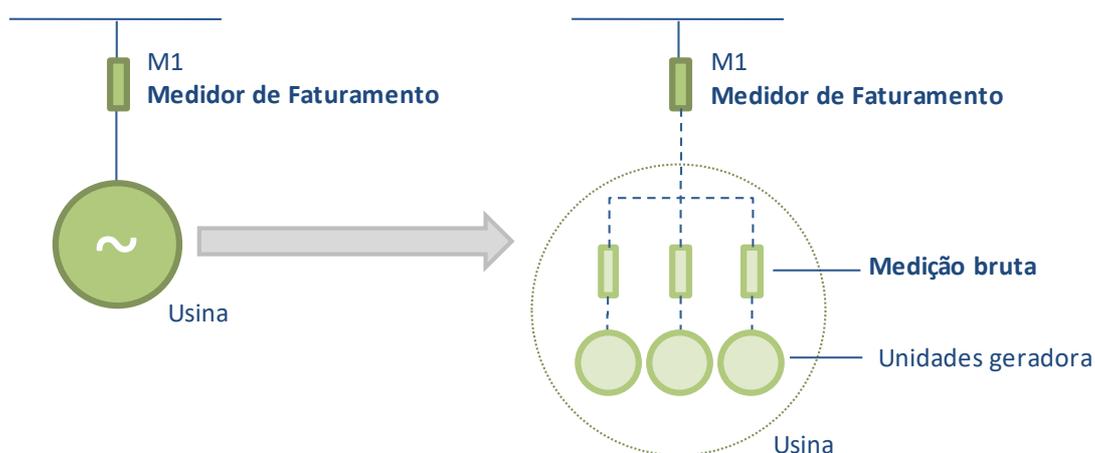
**Representação Gráfica:**

Figura 17: Exemplo de representação dos pontos de medição de faturamento e de geração bruta

32. A Medição Bruta de Energia Reativa (MRU) de Compensação Síncrona é definida em MVar.h para cada unidade geradora associada ao ponto de medição de geração bruta, “i”, que esteja prestando serviços ancilares de compensação síncrona. Como a unidade geradora que está prestando o serviço ancilar de compensação síncrona pode operar fornecendo ou absorvendo reativos, ambos são considerados no ressarcimento a ser feito ao agente que prestou este serviço. Desta forma, a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona é dada pela seguinte expressão:

Se:

$$MBU_{CS_{i,z}} > 0$$

Então:

$$MRU_{CS_{i,z}} = \left( \frac{MRU_{G_{i,z}} + MRU_{C_{i,z}}}{1000} \right)$$

*Caso contrário:*

$$MRU\_CS_{i,z} = 0$$

Onde:

MRU\_CS<sub>i,z</sub> é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

MBU\_CS<sub>i,z</sub> é a Medição Bruta Líquida de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

MRU\_C<sub>i,z</sub> é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

MRU\_G<sub>i,z</sub> é a Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta “i”, no período de coleta “z”

33. A Medição de Energia Reativa (MER) Associada à Compensação Síncrona é consolidada por período de comercialização para usinas autorizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para prestação desse tipo de serviço. A informação é obtida por unidade geradora, associada ao ponto de medição de geração bruta, “i”, e agrupada por usina, de acordo com a expressão a seguir:

$$MER\_CS_{p,j} = \sum_{i \in PSA} \sum_{z \in j} MRU\_CS_{i,z}$$

Onde:

MER\_CS<sub>p,j</sub> é a Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona, do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

MRU\_CS<sub>i,z</sub> é a Medição Bruta Reativa de Compensação Síncrona do ponto de medição “i”, por período de coleta “z”

“PSA” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, associados à parcela de usina “p”, habilitados para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona

### 3.3.2. Dados de Entrada do Tratamento da Compensação Síncrona

Informação Coletada do canal C do ponto de medição		
SCDE_C <sub>i,z</sub>	Descrição	Apresenta a medição de energia ativa no canal C, coletada pelo SCDE, por período de coleta “z”, de cada ponto de medição “i” principal/retaguarda cadastrado pela CCEE
	Unidade	kWh
	Fornecedor	SCDE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Informação Coletada do canal G do ponto de medição</b>		
<b>SCDE_G<sub>i,z</sub></b>	<b>Descrição</b>	Apresenta a medição de energia ativa no canal G, coletada pelo SCDE, por período de coleta “z”, de cada ponto de medição “i” principal/retaguarda cadastrado pela CCEE
	<b>Unidade</b>	kWh
	<b>Fornecedor</b>	SCDE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

<b>Medição Bruta Reativa Coletada do canal G do ponto de medição bruta</b>		
<b>MRU_G<sub>i,z</sub></b>	<b>Descrição</b>	Apresenta a medição do canal G coletada pelo SCDE de energia reativa por período de coleta “z”, de cada medidor “i” (principal ou retaguarda) instalado na barra da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE
	<b>Unidade</b>	kVarh
	<b>Fornecedor</b>	SCDE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

<b>Medição Bruta Reativa Coletada do canal C do ponto de medição bruta</b>		
<b>MRU_C<sub>i,z</sub></b>	<b>Descrição</b>	Apresenta a medição do canal C coletada pelo SCDE de energia reativa por período de coleta “z”, de cada medidor “i” (principal ou retaguarda) instalado no barramento da unidade geradora de uma usina cadastrada pela CCEE
	<b>Unidade</b>	kVarh
	<b>Fornecedor</b>	SCDE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

### 3.3.3. Dados de Saída do Tratamento da Compensação Síncrona

<b>Consumo para Compensação Síncrona</b>		
<b>CCS<sub>p,j</sub></b>	<b>Descrição</b>	Parcela de consumo associado a uma parcela de usina “p”, por período de comercialização “j” destinado à prestação de serviços ancilares de compensação síncrona. O consumo para compensação síncrona é revertido como geração de uma usina pelo sistema

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona</b>		
<b>MER_CS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Parcela de energia reativa da usina “p” associada à prestação de serviços auxiliares por compensação síncrona, por período de comercialização “j”. O ressarcimento em si é calculado no Módulo de Regras relativo aos Encargos
	Unidade	MVArh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.4. ANEXO IV – Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina

#### Objetivo:

Apurar o fator de proporcionalidade de unidades geradoras em operação comercial e o fator de proporcionalidade de unidades suspensas da usina.

#### Contexto:

Para se calcular a garantia física média, a geração história verificada e a garantia física apurada de uma usina, é necessário saber se a usina, se for hidráulica, está motorizada ou submotorizada, para então encontrar o percentual da usina que se encontra em operação comercial, bem como o percentual que reflete eventual suspensão de unidades geradoras da usina.

A Figura 18 apresenta a etapa de cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina no contexto do Módulo de Regras “Medição Contábil”. Esta etapa é responsável por identificar a proporção da usina que se encontra em operação comercial e a eventual proporção da usina que está suspensa.

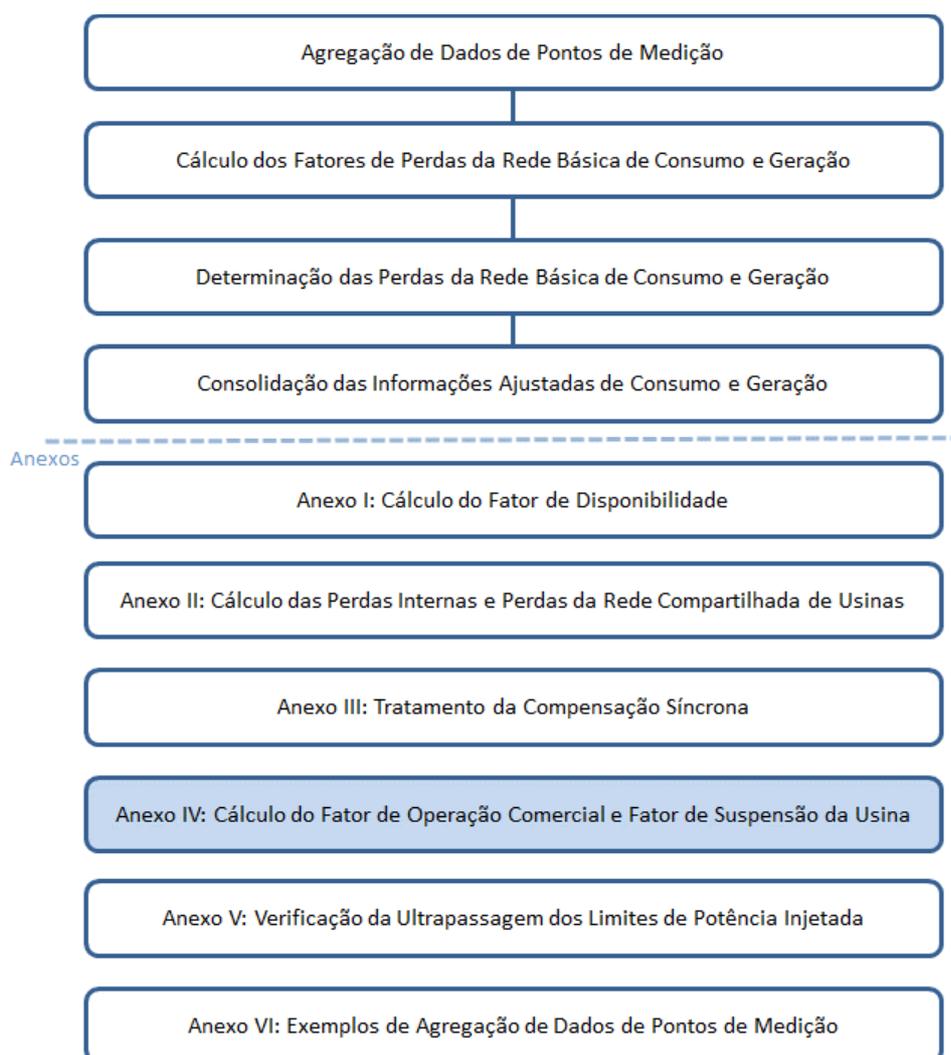


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 3.4.1. Determinação da fase de motorização da usina

34. A sinalização de fase de motorização de usina hidráulica é determinada de acordo com os seguintes comandos:
- 34.1. Se, no período de comercialização do mês de apuração, o número de unidades geradoras em operação comercial de uma usina é superior ou igual ao número mínimo, definido pela ANEEL, de unidades geradoras necessárias para atender sua garantia física total (ou o número de unidades base), a usina é considerada motorizada. Ou seja:

Se:

$$TOGU_{p,j} \geq NUB_p$$

Então:

$$MOT_{F_{p,j}} = 0$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$MOT_{F_{p,j}}$  é o sinalizador de fase de motorização de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j” sendo:

$MOT_{F_{p,j}}= 0$  para a usina motorizada, e

$MOT_{F_{p,j}}= 1$  para a usina submotorizada

- 34.2. Caso no período de comercialização do mês de apuração a usina não possua o número mínimo de unidades geradoras em operação comercial, definido pela ANEEL, como a quantidade mínima de unidades geradoras necessárias para atender sua garantia física total, a usina é considerada em fase de motorização ou “submotorizada”. Dessa forma:

*Se:*

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

*Então:*

$$MOT_{F_{p,j}} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$MOT_{F_{p,j}}$  é o sinalizador de fase de motorização de uma parcela de usina “p”, no período de comercialização “j” sendo:

$MOT_{F_{p,j}}=0$  para a usina motorizada, e

$MOT_{F_{p,j}}=1$  para a usina submotorizada

#### **Importante:**

A motorização de uma usina é um processo que ocorre durante a fase de instalação inicial do empreendimento. Após a usina estar motorizada, o retorno à submotorização não ocorrerá de forma automática ( $MOT_{F_{p,j}}=1$ ).

Processos de suspensão da situação operacional não implicam na submotorização da usina, independentemente da quantidade de unidades geradoras que ocasionalmente esteja envolvida.

### **3.4.2. Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina**

O fator de operação comercial associado à garantia física é o indicador da capacidade da usina que se encontra em operação comercial, sendo utilizado para a determinação da garantia física apurada. Em eventuais situações nas quais existam unidades geradoras em teste ou suspensas, o fator irá efetuar o ajuste da garantia física da usina.

Antes de entrar em operação comercial, as unidades geradoras de uma usina passam por um período de testes no qual a energia produzida é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Ao término desse período, a geração comercial, como é chamada a energia gerada pelas unidades em operação comercial, pode ser comercializada no âmbito da CCEE e é considerada para atender aos contratos de venda ou às cargas do agente na CCEE.

Em função da produção total de uma usina e de suas características sistêmicas, o volume da geração comercial é utilizado para o atendimento das obrigações comerciais, e o volume da geração de teste é obrigatoriamente liquidada no MCP.

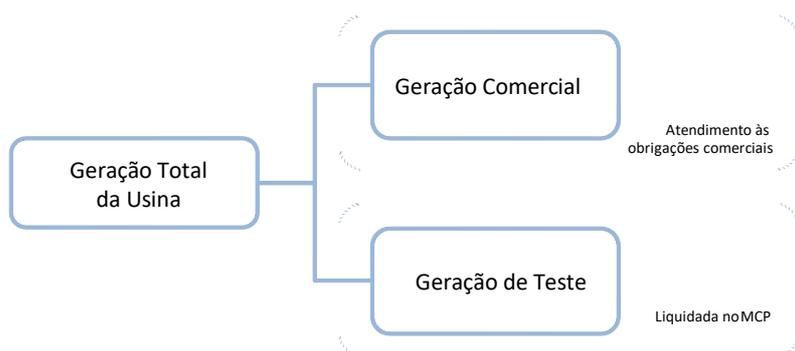


Figura 19: Determinação das quantidades de geração comercial e de teste

#### Importante:

A data de entrada em operação comercial da usina será a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora.

Os cálculos referentes ao Fator de Operação Comercial associada a Garantia Física são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

35. Para as usinas hidráulicas em fase de motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:
  - 35.1. Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em operação comercial e (b) Garantia Física da usina:

$$F_{COM\_GF_{p,j}} = \max \left( 0 ; \frac{GFIS\_MOT_{p,n}}{GF_p} \right)$$

Onde:

$F_{COM\_GF_{p,j}}$  é o Fator de Operação Comercial Associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

- 35.2. Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_COM\_GF_{p,j} = \text{mín} \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

36. Para as usinas hidráulicas motorizadas, o cálculo do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F\_COM\_GF_{p,j} = \text{min} \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Caso contrário:

$$F\_COM\_GF_{p,j} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

37. Para as usinas não hidráulicas, o cálculo do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_COM\_GF_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

Os fatores de operação comercial são os indicadores da capacidade da usina que se encontra em operação comercial, sendo utilizado para apuração de obrigação de entrega no MCP e seu respectivo pagamento na Receita de Venda.

Os cálculos referentes ao Fator de Operação Comercial são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

38. Para as usinas hidráulicas em fase de motorização o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:

- 38.1. Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em operação comercial e (b) Garantia Física da usina:

$$F\_COMERCIAL_{p,j} = \max \left( 0; \frac{GFIS\_MOT_{p,n}}{GF_p} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

- 38.2. Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total, conforme a seguinte expressão:

$$F\_COMERCIAL_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

39. Para as usinas hidráulicas motorizadas o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F\_COMERCIAL_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)} \right)$$

Caso contrário:

$$F\_COMERCIAL_{p,j} = 1$$

Onde:

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

40. Para as usinas não hidráulicas, o cálculo do Fator de Operação Comercial é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_COMERCIAL_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

O fator de Suspensão da usina é o indicador da garantia física ou capacidade da usina que se encontra suspensa por comando do regulador. Em situações nas quais existam unidades geradoras em suspensão, o fator irá efetuar o ajuste da garantia física da usina em fase de motorização. O fator de suspensão é apurado conforme as seguintes expressões:

41. Para as usinas hidráulicas em fase de motorização o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pelos seguintes comandos:

- 41.1. Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) Garantia Física de Motorização das unidades geradoras suspensas e (b) Garantia Física das unidades geradoras em operação comercial mais a garantia física das unidades suspensas:

$$F\_SUSPENZA_{p,j} = \frac{GFIS\_MOT\_UG_{p,j}}{GFIS\_MOT_{p,n+1}}$$

Onde:

$F\_SUSPENZA_{p,j}$  é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

GFIS\_MOT\_UG<sub>p,i</sub> é a Garantia Física de Motorização do conjunto de Unidades Geradoras suspensas da parcela de usina “p”, no instante de comercialização “j”

GFIS\_MOT<sub>p,n+1</sub> é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial mais as unidades geradoras suspensas

**Importante:**

O acrônimo GFIS\_MOT\_UG<sub>p,i</sub> (numerador), é obtido pela diferença entre a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas e a Garantia Física de Motorização considerando somente as unidades geradoras em operação comercial, vide expressão abaixo:

$$GFIS\_MOT\_UG_{p,j} = GFIS\_MOT_{p,n+1} - GFIS\_MOT_{p,n}$$

Já no denominador, deve se considerar a Garantia Física de Motorização da usina considerando as unidades geradoras em operação comercial mais as suspensas.

- 41.2. Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório não contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_SUSPENZA_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

F\_SUSPENZA<sub>p,j</sub> é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP\_T\_GF<sub>p,j</sub> é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

42. Para as usinas hidráulicas motorizadas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F\_SUSPENZA_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

*Caso contrário:*

$$F\_SUSPENSA_{p,j} = 0$$

Onde:

TOGU<sub>p,j</sub> é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

NUB<sub>p</sub> é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

F\_SUSPENSA<sub>p,j</sub> é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP\_T\_GF<sub>p,j</sub> é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

43. Para as usinas não hidráulicas o cálculo do Fator de Suspensão da usina é determinado pela aplicação da relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_SUSPENSA_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

F\_SUSPENSA<sub>p,j</sub> é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP\_T\_GF<sub>p,j</sub> é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

### 3.4.3. Dados de Entrada do Cálculo do Fator de Operação Comercial

Capacidade Instalada		
CAP <sub>i,j</sub>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW

	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total</b>		
<b>CAP_T<sub>p</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada Total da usina “p”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total Associada a Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada a Garantia Física da usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Garantia Física de Motorização</b>		
<b>GFIS_MOT<sub>p,n</sub></b>	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TOGU<sub>p,j</sub></b>	<b>Número de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma Usina</b>	

Descrição	Número Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma parcela de usina hidráulica “p”, em fase de motorização, no período de comercialização “j”. Deverá retratar a entrada em operação comercial de novas unidades
Unidade	n.a.
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Número de Unidades Base da Usina</b>	
NUB <sub>p</sub>	<p>Descrição</p> <p>Quantidade mínima de Unidades Geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua Garantia Física total.</p> <p>Para usinas cujo contrato de concessão define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável obedece ao estabelecido no ato regulatório. Para usinas cujo contrato de concessão não define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável é definido como sendo o total de unidades geradoras da usina</p>
	Unidade n.a.
	Fornecedor Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis Positivos

#### 3.4.4. Dados de Saída do Cálculo do Fator de Operação Comercial

<b>Sinalizador de Fase de Motorização da Usina</b>	
MOT_F <sub>p,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Informa a condição de submotorização da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. MOT_F<sub>p,j</sub> = 1 indica a usina em fase de motorização ou submotorizada. MOT_F<sub>p,j</sub> = 0 indica que a parcela da usina encontra-se motorizada</p>
	Unidade n.a.
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

<b>Fator de Operação Comercial</b>	
F_COMERCIAL <sub>p,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela</p>

	de usina “p”, em relação à sua capacidade total no período de comercialização “j”
Unidade	n.a.
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Suspensão da Usina

**F\_SUSPENSA<sub>p,j</sub>**

Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das unidades geradoras suspensas de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total no período de comercialização “j”
Unidade	n.a.
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física

**F\_COM\_GF<sub>p,j</sub>**

Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total associada à Garantia Física no período de comercialização “j”
Unidade	n.a.
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.5. ANEXO V - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada

#### Objetivo:

Verificar a ocorrência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, estabelecidos na legislação, pelas usinas participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial.

#### Contexto:

O Artigo 26 da Lei nº 9.427/1996 estabelece os mecanismos para o desenvolvimento e a viabilização das fontes solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e pequenas hidráulicas, através da criação de reserva de mercado para venda de energia e de descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente de tais fontes.

Os mecanismos para desenvolvimento e a viabilização dessas fontes são válidos, desde que as usinas não ultrapassem determinado porte. Esse limite de tamanho é determinado pela potência injetada das usinas nas redes de transmissão ou de distribuição.

A reserva de mercado é destinada ~~aos empreendimentos tratados no art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, às fontes solar, eólica, biomassa e hidráulicas, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW~~, e se caracteriza pela obrigação dos

consumidores que ~~possuem carga de 500 kW a 3.000 kW~~ atendam aos limites dispostos nessa Lei e atuam no Ambiente de Contratação Livre comprarem energia exclusivamente dessas usinas. Esses consumidores são denominados “Consumidores Especiais”. Conseqüentemente, o tipo de energia que essas usinas vendem para lastrear esses consumidores é denominado “Energia Especial”. Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o lastro disponível para venda dessas usinas deixará de ser “Especial” e passará a ser “Não Especial”. Nesse caso, se existir venda para Consumidor Especial, as usinas estão sujeitas à Penalidade por Insuficiência de Lastro, sendo necessária a recomposição do lastro de Energia Especial.

O desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição é atribuído às usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir dessa data, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 300 MW, e atribuída às usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 30 MW, e ainda atribuída às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por essas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW. As usinas que se enquadram nessas situações são denominadas “Incentivadas” e possuem desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, que incidem tanto nas tarifas de uso das próprias usinas quanto nas tarifas de uso dos consumidores que compraram a energia proveniente dessas usinas, denominada “Energia Incentivada”. Caso a usina ultrapasse a potência injetada, conforme será relatado nos tópicos a seguir, o desconto que incide na tarifa de uso das próprias usinas será zerado e a usina também deixa de repassar o desconto para seus compradores. Nesse caso, a usina deixa de possuir o direito de venda de “Energia Incentivada” e passa a ter “Energia Convencional”.

Logo, dependendo da fonte, da potência injetada, da data de autorização ou da data de realização do leilão que viabilizou as usinas, essas podem ser enquadradas nos seguintes tipos de energia: Incentivada Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Convencional Não Especial. As diferenças entre os tipos de energia, bem como as possibilidades de enquadramento de cada usina, estão resumidas nas tabelas a seguir:

Tipo de Energia	Possui desconto na TUSD/TUST incidente na própria usina e na energia comercializada	Serve de lastro para Consumidor Especial	Serve de lastro para Consumidor Livre
Incentivada Especial	X	X	X
Incentivada Não Especial	X		X
Convencional Especial		X	X
Convencional Não Especial			X

Figura 20 - Diferenças entre os tipos de energia

Fonte	Potência Injetada	Data de autorização ou data do leilão que viabilizou a usina	Incentivada Especial		Incentivada Parcial Não Especial	Incentivada Não Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial
			Integral	Parcial *				
Solar, Eólica e Biomassa	Até 30MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016	X					
Solar e Eólica	De 30MW a 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016					X	
Biomassa	De 30MW a 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016		X				
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016						X
Solar, Eólica e Biomassa	Entre 30MW a 50MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016 com ampliação proveniente de leilão após essa data		X				
Solar, Eólica e Biomassa	Entre 50MW a 300MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016 com ampliação proveniente de leilão após essa data			X			
Solar, Eólica e Biomassa	Até 50MW	Após 1º de janeiro de 2016	X					
Solar, Eólica e Biomassa	De 50MW a 300MW	Após 1º de janeiro de 2016				X		
Solar, Eólica e Biomassa	Acima de 300MW	Após 1º de janeiro de 2016						X
Hidráulica	Até 30MW	-	X					
Hidráulica	De 30MW a 50MW	-		X				
Hidráulica	Acima de 50MW	-						X
Cogeração Qualificada	Até 30MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016				X		
Cogeração Qualificada	Acima de 30MW	Anterior a 1º de janeiro de 2016						X
Cogeração Qualificada	Até 300MW	Após 1º de janeiro de 2016				X		
Cogeração Qualificada	Acima de 300MW	Após 1º de janeiro de 2016						X
Demais Fontes	-	-						X

\* Desconto aplicável na parcela de 30MW (Lei nº 13.299)

Figura 21 - Enquadramento nos tipos de energia das usinas conforme a fonte, a data e a potência injetada

Portanto, nesta etapa da Regra de Comercialização, será tratada a verificação da potência injetada das usinas nos sistemas de transmissão e distribuição, para fins de comprovação do direito à venda de energia especial e/ou incentivada, enquadrando-as nos tipos de energia descritos acima.

A classificação “integral” e “parcial” do tipo de energia “Incentivada Especial” deve-se a limitação imposta pela Lei nº 13.299/2016. Maiores detalhes sobre essa classificação será explicitada no módulo do “Cálculo do Desconto Aplicado a TUSD/TUST”.

Assim, pode-se citar como exemplo, uma usina de fonte eólica autorizada como uma fonte “Incentivada Especial” antes de 1º de janeiro de 2016. Caso a usina ultrapasse o limite de 30 MW de potência injetada em um determinado mês, mas não ultrapasse 50 MW, há a perda do incentivo (desconto na TUSD/TUST), tornando-se uma fonte de energia “Convencional Especial” neste mês. Em caso de haver reincidência de 30 MW nos próximos 12 meses, além da perda do incentivo do próprio mês em que ocorreu a reincidência, a usina se tornará “Convencional Especial” por 12 meses a partir do mês subsequente ao mês em que ocorreu a reincidência, a título de penalidade. Tal penalização corresponde ao efeito do cancelamento da modelagem, prevista [em regulamentação específica REN nº 376/2009](#). A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:

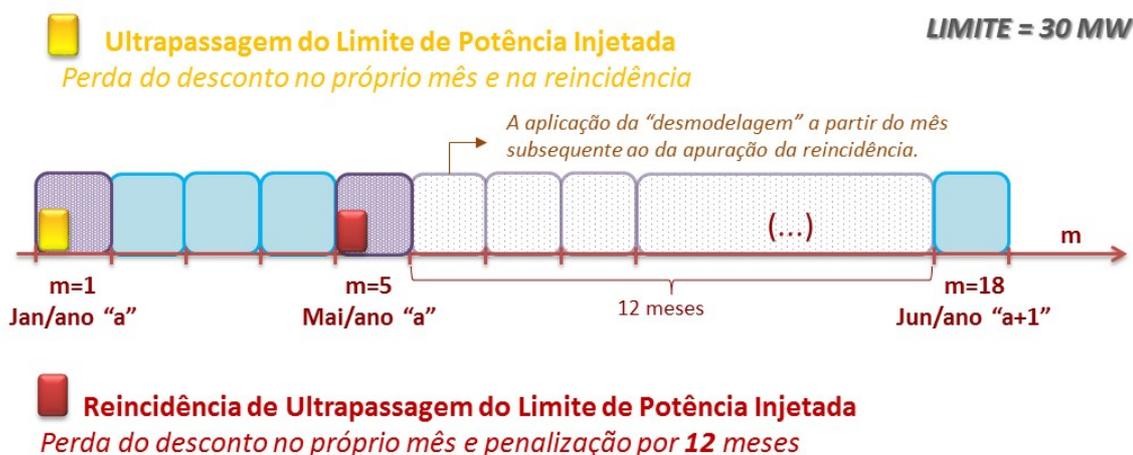


Figura 22 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 30 MW

Continuando o exemplo anterior, caso a usina ultrapasse o limite de 50 MW de potência injetada em um determinado mês, há a perda da reserva de mercado, tornando-se uma fonte de energia “Convencional Não Especial”. No entanto, esse novo tipo de energia será atribuído à usina apenas no momento do cumprimento do efeito da nova modelagem por 12 meses em caso de haver reincidência. Essa tratativa deve-se ao fato da Penalidade por Insuficiência de Lastro ser custosa e, caso a mudança do tipo de energia ocorresse no próprio mês de ultrapassagem, o agente não iria possuir tempo para tomar ações para recompor o lastro especial faltante ou cancelar eventuais vendas para o Consumidor Especial. A figura a seguir, ilustra o exemplo citado:

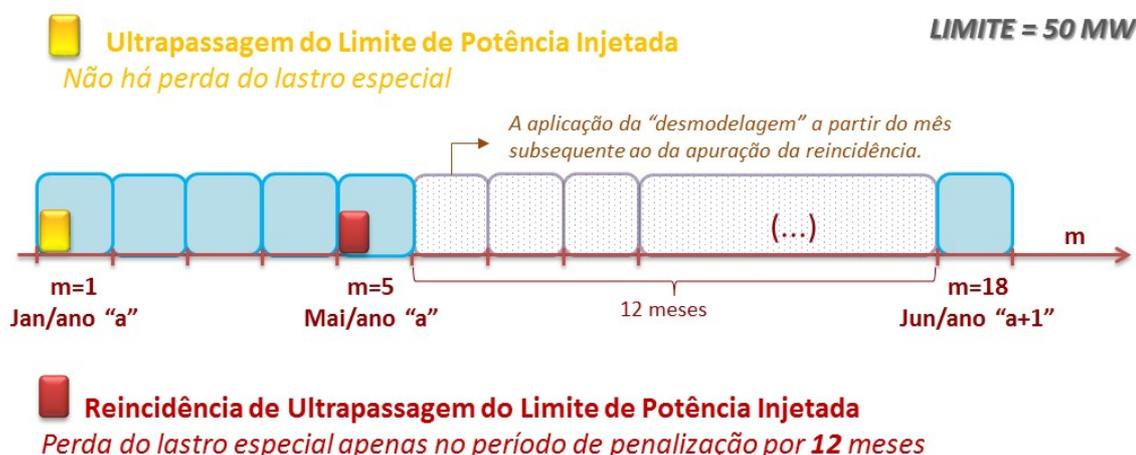


Figura 23 - Alterações do tipo de energia da usina em função da ultrapassagem de 50 MW

Embora não explicitadas, as demais fontes seguem o mesmo raciocínio do exemplo citado, porém com os limites de potência aplicáveis para cada caso, conforme relatado na tabela anterior.

Como a ultrapassagem dos limites da potência injetada alteram o tipo de energia da usina, aplicando o efeito de uma nova modelagem, mas sem de fato desmodelar a usina, é necessário que a modelagem original da usina seja no perfil de agente que possua o tipo de energia que corresponda a faixa de potência injetada que a usina atuará. Logo, para definir o tipo de energia da usina e sua respectiva modelagem, a contratação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST) definirá qual a faixa de potência injetada que a usina se enquadra para fins de

modelagem. Ressalta-se que o tipo de energia da venda do agente é caracterizado pelo tipo de energia do perfil de agente vendedor. Portanto, se o tipo de energia da usina é modificado pela ultrapassagem dos limites da potência injetada, a venda desta energia deverá ser realizada pelo perfil do agente que corresponda a esse novo tipo de energia.

Para exemplificar a situação descrita, suponha uma usina de fonte biomassa autorizada após 1º de janeiro de 2016, com direito ao desconto de 50% a ser aplicado na tarifa de uso, conforme autorizado pela Aneel. Em períodos de safra, essa usina atuará na faixa de 250 MW de potência injetada e, portanto, há um MUSD ou MUST contratado correspondente a tal potência. Nessa faixa, conforme mencionado, a usina possui o tipo de energia “Incentivada Não Especial”. Logo, esta usina deve ser modelada no perfil de agente de “Incentivada Não Especial 50%”. A figura abaixo ilustra esta situação:

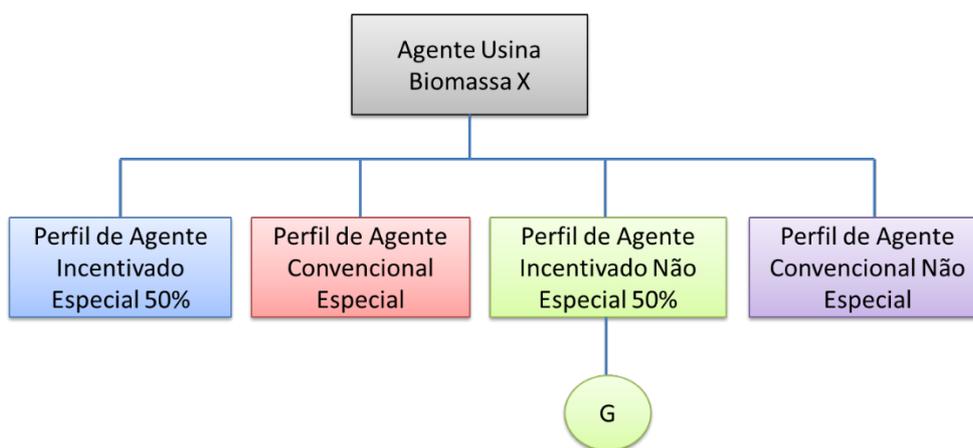


Figura 24 - Exemplo de Perfil de Agente

Neste exemplo, se a usina ultrapassar o limite de potência injetada de 300 MW, o tipo de energia tornar-se-á “Convencional Não Especial”. Logo, recomenda-se que a venda dessa energia seja através do perfil de agente “Convencional Não Especial”, com a finalidade de evitar eventuais distorções no cálculo do percentual de desconto no perfil de agente onde a usina está modelada originalmente, conforme estabelecido no módulo das Regras de Comercialização “Desconto Aplicado à TUSD/TUST”.

Para identificar as ultrapassagens de potência injetada para a classificação do tipo de energia de cada usina, serão calculados sinalizadores, conforme as descrições algébricas da próxima seção.

A Figura a seguir relaciona a etapa de Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada em relação ao módulo completo:

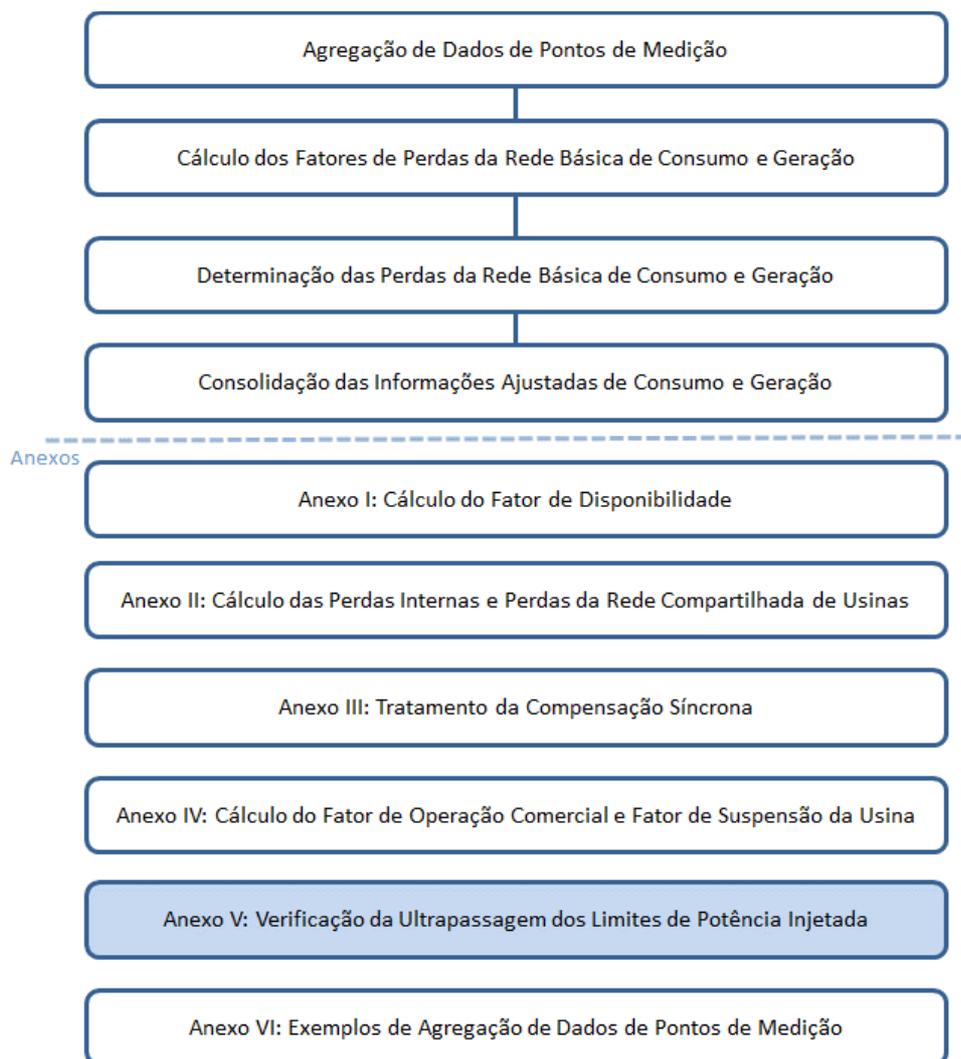


Figura 25: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 3.5.1. Definições Gerais da Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

44. Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada e/ou especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada, referenciada no ponto de conexão com rede de distribuição ou transmissão.
- 44.1. Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia incentivada, quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (30 MW, 50 MW ou 300 MW, dependendo das condições relatadas na seção anterior em que cada usina se enquadra) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, haverá a transferência do tipo de energia da usina de condição de “incentivada” para “convencional” neste mês. Adicionalmente, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o incentivo por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização.
- 44.2. Para os empreendimentos de geração participantes da comercialização de energia especial, é realizada a verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada,

referenciada no ponto de conexão da usina com rede de distribuição ou de transmissão. Quando verificada a ultrapassagem dos limites estabelecidos na legislação/regulamentação (50 MW) em mais de três períodos de comercialização em um determinado mês, a usina não perde o direito de venda de lastro especial neste mês. No entanto, conforme descrito na próxima seção, se houver a reincidência de tal ultrapassagem em um período de doze meses, a usina perde o direito de venda de lastro especial por 12 meses após a verificação da reincidência, a título de penalização, tornando-se do tipo “não especial”.

### 3.5.2. Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada

45. O sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW, 50 MW e 300 MW é determinado para cada mês de apuração a partir da verificação de ultrapassagem em três períodos de comercialização do limite de potência estabelecido. Tais sinalizadores serão calculados conforme aplicabilidade de cada usina (conforme tabela descrita na seção anterior).
- 45.1. Logo, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 30 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, exceto para empreendimentos autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou empreendimentos com autorização anterior 1º de janeiro de 2016 e com ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$ULPI_{30_{p,m}} = ADDC_{ULPI30_{p,m}}$$

*Caso contrário:*

*Se  $\sum_{j \in m} UPI_{30_{p,j}} > 3$  e  $(F_{PEN\_RU30_{p,m}} = 0)$  e  $(F_{PEN\_RU50_{p,m}} = 0)$ , então:*

$$ULPI_{30_{p,m}} = 1$$

*Caso contrário:*

$$ULPI_{30_{p,m}} = 0$$

Onde:

$ULPI_{30_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC_{ULPI30_{p,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$UPI_{30_{p,j}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PEN\_RU30_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

45.2. Analogamente, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 50 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada e/ou especial de fonte hidráulica, solar, eólica e biomassa, independentemente de qualquer verificação de datas, conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$ULPI\_50_{p,m} = ADDC\_ULPI50_{p,m}$$

*Caso contrário:*

Se  $\sum_{j \in m} UPI\_50_{p,j} > 3$  e  $(F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0)$  e  $(F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0)$ , então:

$$ULPI\_50_{p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$ULPI\_50_{p,m} = 0$$

Onde:

$ULPI\_50_{p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_ULPI50_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$UPI\_50_{p,j}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

45.3. Por fim, o sinalizador mensal de ultrapassagem do limite de potência injetada de 300 MW é calculado somente para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que foram autorizadas a partir desta data, ou possuam ampliação proveniente de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizado a partir de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$ULPI\_300_{p,m} = ADDC\_ULPI300_{p,m}$$

*Caso contrário:*

Se  $\sum_{j \in m} UPI_{300_{p,j}} > 3$  e  $(F_{PEN\_RU300_{p,m}} = 0)$ , então:

$$ULPI_{300_{p,m}} = 1$$

Caso contrário:

$$ULPI_{300_{p,m}} = 0$$

Onde:

$ULPI_{300_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_ULPI300_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$UPI_{300_{p,j}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PEN\_RU300_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 45.3.1. A verificação de ultrapassagem, por período de comercialização do limite de potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e de 300 MW é realizada a partir da medição de geração da usina não ajustada pelas perdas da rede básica, aferida no ponto de conexão da usina com a rede de distribuição ou de transmissão, ou seja, a geração bruta da usina apenas descontada de eventuais perdas de rede compartilhada. Desta forma, o sinalizador de ultrapassagem da potência injetada no ponto de conexão será determinado da forma que segue:

Se  $\frac{MED\_G_{p,j}}{SPD_m} > 30$ , então:

$$UPI_{30_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{30_{p,j}} = 0$$

Se  $\frac{MED\_G_{p,j}}{SPD_m} > 50$ , então:

$$UPI_{50_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{50_{p,j}} = 0$$

Se  $\frac{MED\_G_{p,j}}{SPD_m} > 300$ , então:

$$UPI_{300_{p,j}} = 1$$

Caso contrário:

$$UPI_{300_{p,j}} = 0$$

Onde:

UPI\_30<sub>p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

UPI\_50<sub>p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

UPI\_300<sub>p,j</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração da Usina Não Ajustada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

“SPD<sub>m</sub>” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Na apuração da ultrapassagem da potência injetada acima de 30 MW, 50 MW e 300 MW, deverão ser desconsiderados os períodos de comercialização compreendidos nos 90 (noventa) dias posteriores a data de entrada em operação comercial da primeira unidade geradora de usina.

A verificação da violação dos limites de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição ocorre em cada período de comercialização. Uma vez observada a violação do limite imposto de 30 MW, 50 MW e 300 MW, o sinalizador de ultrapassagem receberá valor unitário.

### **3.5.3. Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada**

46. Determinado o sinalizador mensal de ultrapassagem, é verificada a reincidência da ultrapassagem da potência injetada, dependendo do respectivo enquadramento do tipo de energia de cada usina, considerando o histórico de 12 meses anteriores ao mês apuração. Sendo verificada a reincidência da ultrapassagem de 30 MW, 50 MW ou 300 MW (conforme a aplicabilidade citada anteriormente), a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês subsequente em que ocorreu a reincidência, o desconto aplicado à TUSD/TUST, a título de penalidade, deixando de ser “Incentivada” e tornando-se “Convencional”. De maneira análoga, a reincidência da ultrapassagem de 50 MW, a usina perderá totalmente, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorreu a reincidência, o direito de venda de lastro especial, a título de penalidade, deixando de ser “Especial” e tornando-se “Não Especial”.
- 46.1. O sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 30 MW é determinado apenas quando ocorre a primeira reincidência, na qual se inicia o processo de penalização de 12 meses. Se a usina já está sendo penalizada em função da alteração do tipo de energia por já ter reincidido anteriormente (conforme relatado na seção a seguir), esse sinalizador de reincidência de ultrapassagem não será calculado:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$RUPI_{30_{p,m}} = ADDC_{RUPI30_{p,m}}$$

*Caso contrário:*

$$Se \left( \left( \sum_{m \in 12MM} ULPI_{30,p,m} \right) > 1 \right) e (F\_PEN\_RU30_{p,m} = 0) e (F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0), \text{então:}$$

$$RUPI_{30,p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$RUPI_{30,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI_{30,p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_RUPI30_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_{30,p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU30_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

46.2. De maneira análoga, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 50 MW é calculado conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$RUPI_{50,p,m} = ADCD\_RUPI50_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$Se \left( \left( \sum_{m \in 12MM} ULPI_{50,p,m} \right) > 1 \right) e (F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0) e (F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0), \text{então:}$$

*Então:*

$$RUPI_{50,p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$RUPI_{50,p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI\_50_{p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_RUPI50_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI\_50_{p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

46.3. Por fim, do mesmo modo, o sinalizador de reincidência de ultrapassagem mensal do limite de potência injetada de 300 MW é calculado conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$RUPI\_300_{p,m} = ADDC\_RUPI300_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$Se \left( \left( \sum_{m \in 12MM} ULPI\_300_{p,m} \right) > 1 \right) e (F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0), \text{ então:}$$

*Então:*

$$RUPI\_300_{p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$RUPI\_300_{p,m} = 0$$

Onde:

$RUPI\_300_{p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_RUPI300_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI\_300_{p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12MM” é o conjunto de 12 meses que compreende ao mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”)

### 3.5.4. Sinalizador de Perda do Tipo de Energia por 12 meses

47. Conforme mencionado na seção anterior, sendo verificada a reincidência da ultrapassagem, a usina perderá, por 12 meses a partir do mês seguinte em que ocorre a reincidência, o direito de venda do tipo de energia em que se enquadrava, a título de penalidade. Nesse período de penalização, a usina possuirá um efeito equivalente de transferência de modelagem, uma vez que o tipo de energia a ser comercializada da usina será diferente do original.
- 47.1. Para usinas que possuem o tipo de energia “Incentivada” que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 30 MW, 50 MW ou 300 MW, conforme o enquadramento de cada usina, em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo “Convencional”. Para usinas que possuem o tipo de energia “Especial” que apresentarem reincidência da verificação de ultrapassagem de potência injetada de 50 W em um histórico de 12 meses, será efetuada, a título de penalidade, a transferência do tipo de energia para o tipo “Não Especial”. Logo, apura-se um fator que sinaliza a penalização do tipo de energia por 12 meses:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F\_PEN\_RU30_{p,m} = ADDC\_PEN\_RU30_{p,m}$$

*Caso contrário:*

*Se  $\sum_{m \in 12M} RUPI\_30_{p,m} = 1$ , então:*

$$F\_PEN\_RU30_{p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F\_PEN\_RU30_{p,m} = 0$$

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F\_PEN\_RU50_{p,m} = ADDC\_PEN\_RU50_{p,m}$$

*Caso contrário:*

*Se  $\sum_{m \in 12M} RUPI\_50_{p,m} = 1$ , então:*

$$F\_PEN\_RU50_{p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F\_PEN\_RU50_{p,m} = 0$$

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F\_PEN\_RU300_{p,m} = ADDC\_PEN\_RU300_{p,m}$$

*Caso contrário:*

Se  $\sum_{m \in 12M} RUPI\_300_{p,m} = 1$ , então:

$$F\_PEN\_RU300_{p,m} = 1$$

Caso contrário:

$$F\_PEN\_RU300_{p,m} = 0$$

Onde:

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$RUPI\_30_{p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$RUPI\_50_{p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_PEN\_RU300_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$RUPI\_300_{p,m}$  é o Sinalizador de Reincidência de Ultrapassagem Mensal do Limite de Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”

### 3.5.5. Sinalizador Resultante das Penalizações por Ultrapassagem de Potência Injetada

48. Com o intuito de consolidar a real situação das usinas em um determinado mês, serão calculados sinalizadores resultantes que indicam as penalizações por ultrapassagem de potência injetada.

48.1. Para usinas do tipo de energia incentivada especial e incentivada não especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST consolida os conceitos descritos nas seções anteriores.

48.1.1. Para usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que não resultaram de leilão de compra de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F\_PEN\_TUSD_{p,m} = ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$$

*Caso contrário:*

*Se  $(ULPI\_30_{p,m} = 1)$  ou  $(F\_PEN\_RU30_{p,m} = 1$  ou  $F\_PEN\_RU50_{p,m} = 1)$  então:*

$$F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$$

Onde:

$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI\_30_{p,m}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU30_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_RU50_{p,m}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

48.1.2. Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte hidráulica, independentemente de verificação de datas, e de fonte biomassa, que não resultaram de leilão de energia para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016 e que não foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F\_PEN\_TUSD_{p,m} = ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$$

*Caso contrário:*

*Se  $ULPI_{50_{p,m}} = 1$  ou  $F_{PEN\_RU50_{p,m}} = 1$  então:*

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN\_TUSD_{p,m}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULPI_{50_{p,m}}$  é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_{PEN\_RU50_{p,m}}$  é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

- 48.1.3. Para usinas do tipo de energia incentivada de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultaram de leilão de compra de energia nova para viabilização de novos empreendimentos ou ampliações, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, ou que foram autorizadas a partir desta data, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST é calculado conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$$

*Caso contrário:*

*Se  $ULPI_{300_{p,m}} = 1$  ou  $F_{PEN\_RU300_{p,m}} = 1$  então:*

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F_{PEN\_TUSD_{p,m}} = 0$$

Onde:

$F_{PEN\_TUSD_{p,m}}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ADDC\_PEN\_TUSDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

ULPI\_300<sub>p,m</sub> é o Sinalizador Mensal de Ultrapassagem da Potência Injetada acima de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

F\_PEN\_RU300<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

48.2. Para usinas do tipo de energia incentivada especial e convencional especial, o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial consolida os conceitos descritos nas seções anteriores e é calculado conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$F\_PEN\_LESP_{p,m} = ADDC\_PEN\_LESP_{p,m}$$

*Caso contrário:*

*Se (F\_PEN\_RU50<sub>p,m</sub> = 1 ou F\_PEN\_RU300<sub>p,m</sub> = 1) então:*

$$F\_PEN\_LESP_{p,m} = 1$$

*Caso contrário:*

$$F\_PEN\_LESP_{p,m} = 0$$

Onde:

F\_PEN\_LESP<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

ADDC\_PEN\_LESP<sub>m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

F\_PEN\_RU50<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

F\_PEN\_RU300<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Penalização no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

### 3.5.6. Dados de Entrada da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial</b>	
<b>ADDC_PEN_LESP<sub>p,m</sub></b>	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
<hr/>		
	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST</b>	
<b>ADDC_PEN_TUSDT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Ultrapassagem para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
<hr/>		
	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW</b>	
<b>ADDC_PEN_RU30<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 30 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
<hr/>		
	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW</b>	
<b>ADDC_PEN_RU300<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Incentivo no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 300 MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW</b>		
<b>ADDC_PEN_RU50<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição do Sinalizador de Perda do Lastro Especial no caso de Reincidência de Ultrapassagem de Potência Injetada de 50MW da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 30 MW injetados</b>		
<b>ADDC_RUPI30<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados</b>		
<b>ADDC_RUPI300<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>ADDC_RUPI50<sub>p,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados</b>	

	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados</b></p> <p>Descrição Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da reincidência da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor CCEE</p> <p>Valores Possíveis 0 ou 1</p>
<b>ADDC_ULPI30<sub>p,m</sub></b>	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados</b></p> <p>Descrição Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 30 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor CCEE</p> <p>Valores Possíveis 0 ou 1</p>
<b>ADDC_ULPI300<sub>p,m</sub></b>	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados</b></p> <p>Descrição Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 300 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor CCEE</p> <p>Valores Possíveis 0 ou 1</p>
<b>ADDC_ULPI50<sub>p,m</sub></b>	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados</b></p> <p>Descrição Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a definição da ultrapassagem de 50 MW injetados da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor CCEE</p> <p>Valores Possíveis 0 ou 1</p>

<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”</b>		
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1

### 3.5.7. Dados de Saída da Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada

<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial</b>		
<b>F_PEN_LESP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	0 ou 1

<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST</b>		
<b>F_PEN_TUSD<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	0 ou 1

### 3.6. ANEXO VI – Exemplos de Agregação de Dados de Pontos de Medição

**Objetivo:**

Apresentar uma lista não exaustiva de exemplos de agregação de dados de pontos de medição.

**Contexto:**

Conforme apresentado no item 2.1 - Agregação dos Dados de Pontos de Medição, a configuração elétrica de cada instalação exige um tratamento particular por meio de um conjunto de expressões específicas para determinar se as informações são segregadas em geração, consumo e se seus respectivos volumes participantes do rateio de perdas da Rede Básica, por ativo.

Os exemplos das expressões e subexpressões contábeis apresentados neste módulo das regras de comercialização são modelos padronizados, podendo, a critério da CCEE, serem adequados em casos específicos, de forma a refletir contabilmente a configuração física do ativo.

A ~~Figura 26~~ **Figura 26** situa a etapa de exemplos de agregação de dados de pontos de medição em relação ao módulo completo.

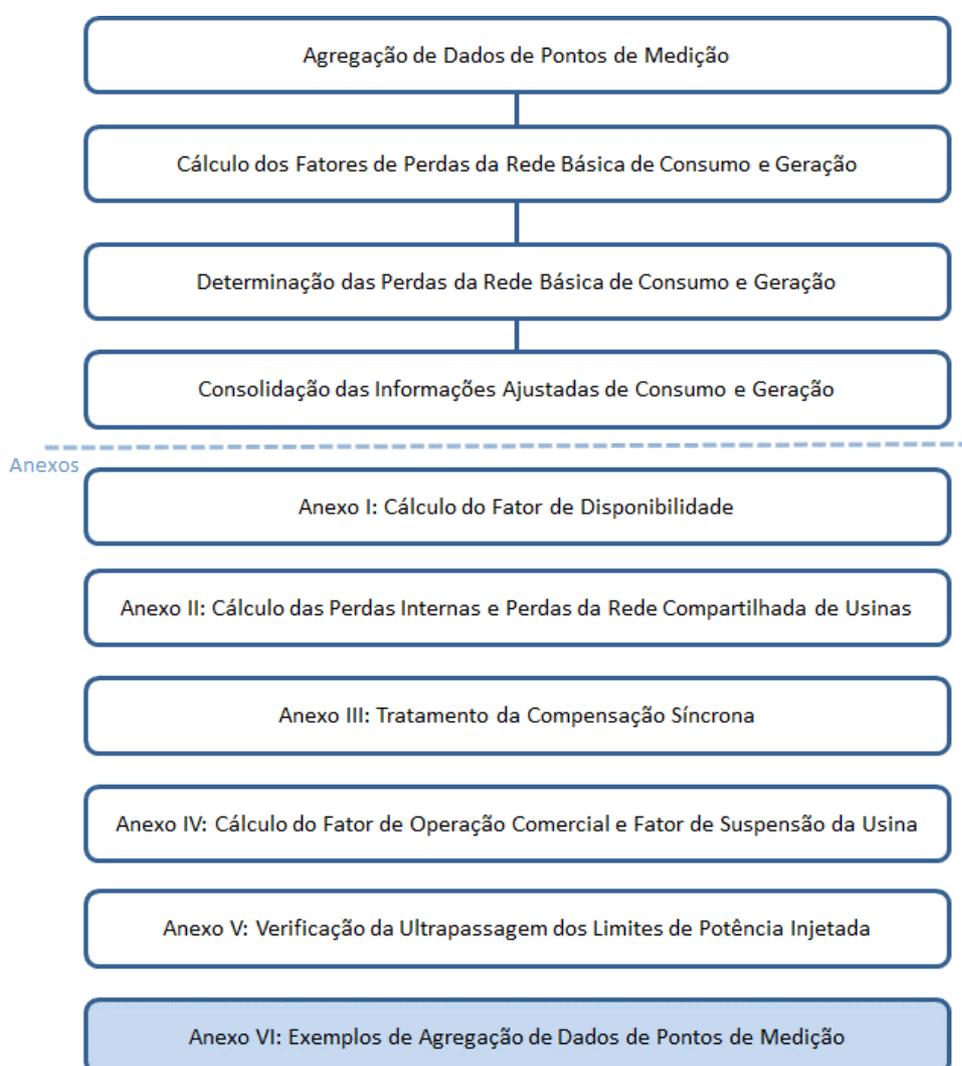


Figura 26:Esquema Geral do Módulo de Regras: “Medição Contábil”

### 3.6.1. Exemplo para cálculo da Medição Líquida

A consolidação das informações dos pontos de medição em ativos de geração e carga pode ser realizada em função da medição líquida apurada em cada ponto de medição, conforme os ativos associados a determinado ponto de medição. Dessa forma, as informações associadas aos canais de consumo e geração dos pontos de medição ajustados no módulo “Medição Física” são traduzidas em informações de medição líquida de consumo ou geração.

A Medição Líquida de cada ponto de medição corresponde à informação ajustada do canal G do ponto de medição, descontada da informação ajustada do canal C, e pode ser estabelecida pela expressão:

$$ML_{i,j} = M\_G_{i,j} - M\_C_{i,j}$$

Onde:

$ML_{i,j}$  é a Medição Líquida do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$M\_G_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$M\_C_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

Nesse caso, a Medição Líquida positiva associada ao ponto de medição representa a Medição Líquida de Geração. Em contrapartida, a Medição Líquida negativa representa a Medição Líquida de Consumo, conforme expresso a seguir:

Se:

$$ML_{i,j} > 0$$

Então:

$$ML\_C_{i,j} = 0$$

e

$$ML\_G_{i,j} = ML_{i,j}$$

Caso contrário:

$$ML\_C_{i,j} = |ML_{i,j}|$$

e

$$ML\_G_{i,j} = 0$$

Onde:

$ML_{i,j}$  é a Medição Líquida do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$ML\_G_{i,j}$  é a Medição Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$ML\_C_{i,j}$  é a Medição Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

**Importante:**

Nos casos em que a usina possua consumo da geração, o  $ML_{i,j}$  levará em consideração os canais de geração e consumo. Caso contrário, o  $ML_{i,j}$  levará em consideração apenas o canal de geração.

**3.6.2. Exemplo para determinação do Fator de Teste de uma usina**

Para determinação da quantidade de geração de teste de uma usina, devem ser verificadas quais unidades geradoras estão em teste ou com *status* suspenso.

Conforme a configuração elétrica e o tipo de despacho do empreendimento, o Fator de Teste de uma usina pode ser calculado com base na informação associada aos pontos de medição de geração bruta ou com base na proporção da capacidade em teste e suspensão em relação à capacidade em teste, comercial e suspensa da usina.

Se existem informações de medição bruta associadas às unidades geradoras de uma usina, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a medição bruta de unidades geradoras em teste e suspensas e a medição bruta total da usina, por meio da expressão:

$$F_{TESTE_{p,j}} = \frac{\sum_{i \in BTS} MO_{G_{i,j}}}{\sum_{i \in BI} MO_{G_{i,j}}}$$

Onde:

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

“BI” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Caso a usina não tenha pontos de medição de geração bruta associados às unidades geradoras, o Fator de Teste deve ser calculado pela relação entre a capacidade das unidades geradoras em teste e suspensas e a capacidade em teste, comercial e suspensa da usina, por meio da expressão:

$$F_{TESTE_{p,j}} = \frac{\sum_{i \in OTS} CAP_{i,j}}{\sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j}}$$

Onde:

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“OTS” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste e Suspensas da parcela de usina “p”

“OTCS” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação em Teste e em Operação Comercial e Suspensas da parcela de usina “p”

O fator que representa o percentual de unidades geradoras desconsideradas da usina corresponde a medição bruta das unidades geradoras com *status* “nenhum” em relação a geração bruta total da usina, conforme a seguinte expressão:

$$F\_UGD_{p,j} = \frac{\sum_{BN} MO\_G_{i,j}}{\sum_{BI} MO\_G_{i,j}}$$

Onde:

$F\_UGD_{p,j}$  é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“BN” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em *status* “nenhum” pertencentes à parcela de usina “p”

“BI” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

#### **Importante:**

O *status* “nenhum” de uma unidade geradora corresponde a situação na qual a unidade geradora não está em fase de teste, suspensa ou em operação comercial. Caso haja geração de unidades geradoras nesse *status*, essa geração não será contabilizada em nome do agente proprietário da usina.

Caso a unidade geradora da parcela de usina não tenha ponto de medição associado, o  $F\_UGD$  não será calculado.

### **3.6.3. Exemplo para determinação da geração de uma usina**

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona. A quantidade de geração não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_G_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} ML\_G_{i,j} * (1 - F\_TESTE_{p,j} - F\_UGD_{p,j}); \sum_{i \in BC} MO\_G_{i,j} \right) + CCS_{p,j}$$

Onde:

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{UGD_{p,j}}$  é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BC” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

$CCSp_{j}$  é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

*Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED_{G_{p,j}} = \min \left( \sum_{i \in PI} ML_{G_{i,j}}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F_{TESTE_{p,j}})$$

*Caso contrário:*

$$MED_{G_{p,j}} = \sum_{i \in PI} ML_{G_{i,j}} * (1 - F_{TESTE_{p,j}})$$

Onde:

$MED_{G_{p,j}}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML_{G_{i,j}}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{TESTE_{p,j}}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

### 3.6.4. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina

O cálculo da geração de teste de uma determinada usina também deve ser realizado a partir da verificação se a usina conta, ou não, com medição de bruta por unidade geradora.

Dessa forma, para usinas que possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_GT_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} ML\_G_{i,j} * F\_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} MO\_G_{i,j} \right)$$

Onde:

$MED\_GT_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML\_G_{i,j}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

Para usinas que não possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada é realizada a partir das seguintes expressões:

*Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED\_GT_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} ML\_G_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F\_TESTE_{p,j}$$

*Caso contrário:*

$$MED\_GT_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML\_G_{i,j} * F\_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED\_GT_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML\_G_{i,j}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

### 3.6.5. Exemplo para determinação de unidades geradoras desconsideradas de uma usina

A geração das unidades geradoras desconsideradas de uma usina na contabilização do agente é realizada a partir da seguinte expressão:

*Para usinas com alguma unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED\_GD_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML\_G_{i,j} - MED\_G_{p,j} - MED\_GT_{p,j}$$

Onde:

$MED\_GD_{p,j}$  é a Medição de Geração desconsiderada das Unidades Geradoras com status “nenhum” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ML\_G_{i,j}$  é a Medição de Líquida de Geração do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MED\_GT_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

### 3.6.6. Exemplo para determinação da geração de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora é considerado a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona. A quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * (1 - F\_TESTE_{p,j} - F\_UGD_{p,j}); \sum_{i \in BC} M0\_G_{i,j} \right) + CCS_{p,j}$$

Onde:

$MED\_G\_PRB_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_G\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_UGD_{p,j}$  é o Fator das Unidades Geradoras Desconsideradas associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M0\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BC” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos a unidades geradoras em operação comercial pertencentes à parcela de usina “p”

$CCSp,j$  é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

*Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

*Caso contrário:*

$$MED\_G\_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED\_G\_PRB_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_G\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos a unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

### 3.6.7. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina que participa do rateio de perdas da rede básica

O cálculo da quantidade de geração de teste não ajustada de uma determinada usina que participa do rateio de perdas da rede básica é realizado de forma diferenciada para usinas que possuam medição bruta por unidade geradora e para aquelas que não possuem.

Dessa forma, para usinas que possuem medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir da seguinte expressão:

$$MED\_GT\_PRB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * F\_TESTE_{p,j}; \sum_{i \in BTS} MO\_G_{i,j} \right)$$

Onde:

$MED\_GT\_PRB_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_G\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“BTS” é o conjunto de pontos de medição de geração bruta “i”, relativos às unidades geradoras em teste e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

Para usinas que não possuam medição de bruta por unidade geradora, a quantidade de geração de teste não ajustada que participa do rateio de perdas da rede básica é realizada a partir das seguintes expressões:

*Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED\_GT\_RB_{p,j} = \min \left( \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j}; \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F\_TESTE_{p,j}$$

*Caso contrário:*

$$MED\_GT\_RB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M\_G\_PRB_{i,j} * F\_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED\_GT\_RB_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_G\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal G que Participa do Rateio de Perdas da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

CAPI,j é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_TESTE<sub>p,j</sub> é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

### **Importante:**

As expressões MED\_G, MED\_GT, MED\_G\_PRB e MED\_GT\_PRB apresentadas neste módulo das regras de comercialização, para as usinas que não possuem medição de bruta, refletem o resultado dos acrônimos e não necessariamente o cadastro das expressões contábeis no sistema de contabilização.

### **3.6.8. Exemplo para determinação da Quantidade de Consumo da usina:**

Para determinação da Quantidade de Consumo de uma usina, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os seus pontos de medição. Nesse caso, pode-se utilizar o somatório dos pontos de medição, associados à parcela de usina, como na expressão a seguir:

$$MED\_CG_{p,j} = \sum_{i \in PI} ML\_C_{i,j}$$

Onde:

MED\_CG<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

ML\_C<sub>i,j</sub> é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Já para a parcela da usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona, o consumo não ajustado é determinado conforme a seguinte expressão:

$$MED\_CG_{p,j} = \max \left( 0; \left( \sum_{i \in PI} ML\_C_{i,j} \right) - CCS_{p,j} \right)$$

Onde:

MED\_CG<sub>p,j</sub> é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

ML\_C<sub>i,j</sub> é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

$CCS_{p,j}$  é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

Para determinação da quantidade de consumo de uma usina que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED\_CG\_PRB_{p,j} = \sum_{i \in PI} M\_C\_PRB_{i,j}$$

Onde:

$MED\_CG\_PRB_{p,j}$  é a Medição de Consumo de Geração Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_C\_PRB_{i,j}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição “i”, e no período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

### 3.6.9. Exemplo para agregação de informações de medição de vários pontos de medição em um único ponto de consumo:

Para uma parcela de carga que tenha mais de um ponto de medição associado, faz-se necessário agregar a Medição Ajustada Final associada ao Canal C de todos os pontos de medição. Para tanto, pode-se utilizar o somatório de pontos de medição, associados à parcela de carga, como na expressão a seguir:

$$MED\_C_{c,j} = \sum_{i \in CI} ML\_C_{i,j}$$

Onde:

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$ML\_C_{i,j}$  é a Medição de Líquida de Consumo do ponto de medição “i”, por período de comercialização “j”

“CI” é o conjunto de pontos de medição “i”, associados à parcela de carga “c”

Para determinação da quantidade de consumo de uma parcela de carga que participa do rateio de perdas da Rede Básica, pode-se utilizar a expressão a seguir:

$$MED\_C\_PRB_{c,j} = \sum_{i \in CI} M\_C\_PRB_{i,j}$$

Onde:

$MED\_C\_PRB_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada que Participa da Rede Básica da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$M_{C\_PRB_{i,j}}$  é a Medição Ajustada Final associada ao Canal C que Participa da Rede Básica do ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

“CI” é o conjunto de pontos de medição “i”, associados à parcela de carga “c”

### 3.6.10. Exemplo para determinação da Medição Bruta da Usina

A Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina, pode ser determinada pela totalização da diferença entre a informação integralizada do canal G, do ponto de medição bruta, e a informação integralizada do canal C, das unidades geradoras em operação comercial, para cada período de comercialização, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \sum_{i \in PMAQ} (MO_{G_{i,j}} - MO_{C_{i,j}})$$

Onde:

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

Já a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina habilitada para prestação de serviços ancilares de compensação síncrona, é determinada de forma análoga às demais usinas, entretanto é acrescido o consumo de compensação síncrona, conforme a seguinte expressão:

$$MBU_{p,j} = \left( \sum_{i \in PMAQ} (MO_{G_{i,j}} - MO_{C_{i,j}}) \right) + CCS_{p,j}$$

Onde:

$MBU_{p,j}$  é a Medição Bruta em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MO_{G_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO_{C_{i,j}}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CCS_{p,j}$  é o Consumo para Compensação Síncrona da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, definido no ANEXO III – Tratamento da Compensação Síncrona

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

### 3.6.11. Exemplo para determinação da geração de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

*Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED\_G\_PMI_{p,j} = \min \left( \max \left( 0; \left( \sum_{i \in PI} MO\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO\_C_{i,j} \right) \right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

*Caso contrário:*

$$MED\_G\_PMI_{p,j} = \max \left( 0; \left( \sum_{i \in PI} MO\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO\_C_{i,j} \right) \right) * (1 - F\_TESTE_{p,j})$$

Onde:

$MED\_G\_PMI_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO\_C_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

### 3.6.12. Exemplo para determinação da geração de teste de uma usina no Ponto de Medição Individual – PMI

Para usinas eólicas, solares e biomassa com CVU nulo, a quantidade de geração de teste não ajustada medida no PMI é realizada a partir das seguintes expressões:

*Para usinas com unidade geradora em status “nenhum”:*

$$MED\_GT\_PMI_{p,j} = \min \left( \max \left( 0; \left( \sum_{i \in PI} MO\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO\_C_{i,j} \right) \right); \sum_{i \in OTCS} CAP_{i,j} \right) * F\_TESTE_{p,j}$$

*Caso contrário:*

$$MED\_GT\_PMI_{p,j} = \max \left( 0; \left( \sum_{i \in PI} MO\_G_{i,j} - \sum_{i \in PI} MO\_C_{i,j} \right) \right) * F\_TESTE_{p,j}$$

Onde:

$MED\_GT\_PMI_{p,j}$  é a Medição de Geração de Teste Não Ajustada no Ponto de Medição Individual da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MO\_G_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal G do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$MO\_C_{i,j}$  é a Medição Integralizada do canal C do medidor “i”, por período de comercialização “j”, por Nível Hierárquico “n” dentro de uma estrutura topológica

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_TESTE_{p,j}$  é o Fator de Teste associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PI” é o conjunto de pontos de medição de faturamento “i”, pertencentes à parcela de usina “p”

“OTCS” é o conjunto de pontos de medição “i”, relativos às unidades geradoras em teste, operação comercial e suspensas pertencentes à parcela de usina “p”

## ANEXO V

### Garantia Física

#### Versão 2021.2.0

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com usinas modeladas na CCEE.

A garantia física do Sistema Interligado Nacional (SIN) corresponde à quantidade máxima de energia que esse sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Essa energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de se obter a garantia física dos empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

Nesse módulo é apresentada a forma de determinação dos valores de garantia física que serão considerados no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), na distribuição das cotas de Itaipu e na aferição das penalidades por insuficiência de lastro na comercialização.

O módulo de regras “Garantia Física” é, então, dividido em dois submódulos, conforme [Figura 1](#) [Figura 1](#):

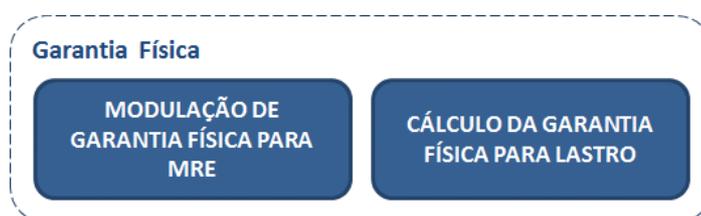


Figura 1: Os dois submódulos de Garantia Física: Modulação de Garantia Física para o MRE e Apuração da Garantia Física para Lastro

O primeiro submódulo (Modulação de Garantia Física para o MRE) tem por objetivo tratar das informações de garantia física das usinas integrantes do MRE. Essa preparação envolve a aplicação dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica de Geração, conforme o caso, bem como do Mecanismo de Redução de Garantias Físicas (MRGF) que se utiliza dos índices de indisponibilidades apurados para cada usina para ajuste de suas respectivas garantias físicas, calculados no módulo “Medição Contábil”.

Outro objetivo deste submódulo é a distribuição por período de comercialização da garantia física da usina de Itaipu, visando distribuir os contratos de Itaipu entre os agentes cotistas. A [Figura 2](#) [Figura-2](#) a seguir representa os objetivos desse submódulo de forma resumida:

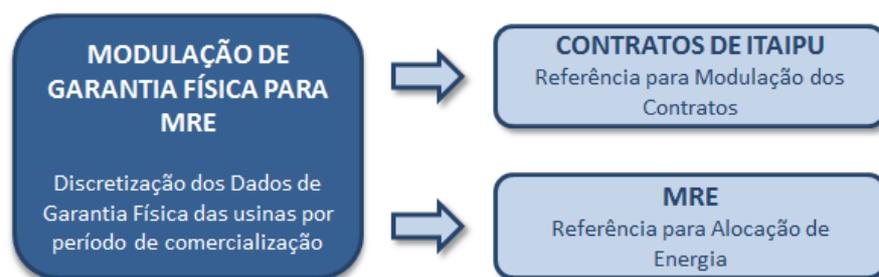


Figura 2: Processo de Modulação da Garantia Física para o MRE: Relação com os contratos de Itaipu e o MRE

O submódulo referente à Apuração da Garantia Física para Lastro estabelece os processos de ajuste das garantias físicas das usinas, visando os cálculos das penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia pelos agentes. A [Figura 3](#) abaixo posiciona esse submódulo em relação ao seu objetivo:

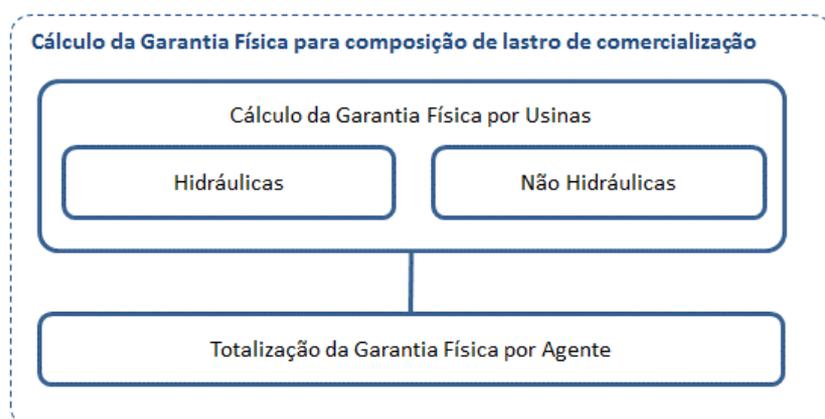
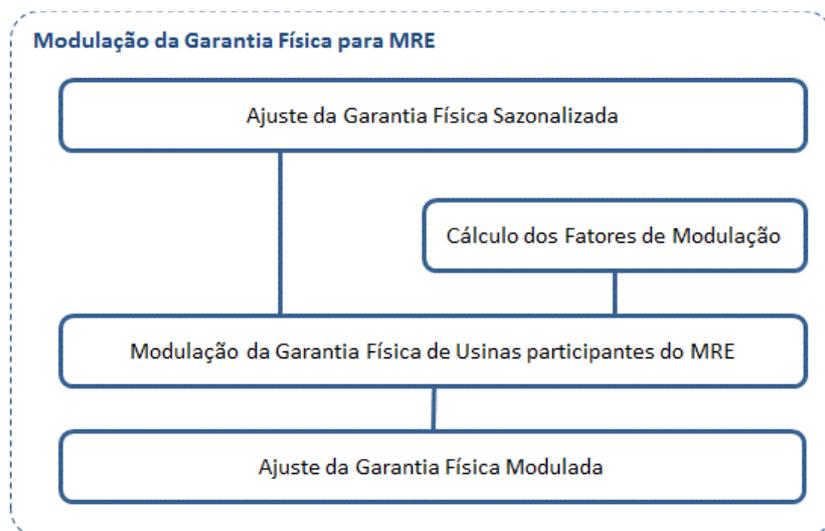


Figura 3: Garantia Física para Lastro: Apuração das eventuais penalidades por insuficiência de lastro

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Garantia Física”, esquematizado na [Figura 4](#), apresenta o ajuste da garantia física sazonalizada, sua modulação e o cálculo para composição de lastro, considerando os diversos tipos de usinas existentes e as finalidades de uso quanto ao valor obtido:



#### Anexo

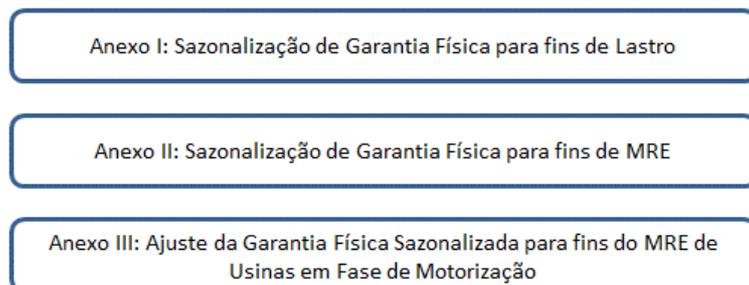


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo desse documento:

#### **Modulação da Garantia Física para o MRE**

- **Ajuste da Garantia Física Sazonalizada:** essa etapa prepara os dados de garantia física em base mensal para a contabilização, em função das perdas internas associadas à operação de cada usina.

- **Cálculo dos Fatores de Modulação:** essa etapa calcula os fatores auxiliares que são utilizados para modulação tanto da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE como dos contratos de Itaipu e do PROINFA.
- **Modulação da Garantia Física de Usinas participantes do MRE:** define os valores modulados da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE, incluindo a usina de Itaipu.
- **Ajuste da Garantia Física Modulada:** essa etapa ajusta os valores de garantia física tanto em função do rateio de perdas da Rede Básica (para usinas participantes desse rateio), quanto com relação aos índices de degradação de disponibilidade (MRGF) refletidos na garantia física das usinas participantes do MRE.

### **Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro**

- **Cálculo da Garantia Física por usina:** essa etapa calcula a garantia física que compõe o lastro para comercialização de energia elétrica a partir de usinas hidráulicas (participantes ou não do MRE) e não hidráulicas.
- **Totalização da Garantia Física por Agente:** essa etapa consolida o total de garantia física de cada agente com base nas usinas que essa empresa representa diante da CCEE.

### **Anexo**

- **Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro:** essa etapa determina a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins de Lastro.
- **Sazonalização de Garantia Física para fins de MRE:** essa etapa determina a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins do MRE, das usinas que participam desse mecanismo.

#### **1.1.2. Detalhamento da Garantia Física**

A Lei nº 10.848/04, regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163/04, estabelece que “Garantia Física” é a quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, incluindo importação, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

Segundo esse decreto, a definição da forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração é de responsabilidade do MME, sendo a execução do cálculo realizada pela EPE, e o seu valor estabelecido no contrato de concessão ou ato de autorização.

Por sua vez, as portarias MME nº 303, de 18/03/2004 e nº [101258](#), de [228/037/201608](#), estabelecem a metodologia e as diretrizes para se determinar a garantia física das usinas do SIN, que corresponde à máxima quantidade de energia que esse sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento.

Essa energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, dividida em dois grandes blocos - oferta hidráulica e oferta não hidráulica - com o objetivo de obter a garantia física que lastreia a comercialização de energia elétrica.

Além das diferenças quanto ao tipo de empreendimento (hidráulicos e não hidráulicos), a definição das garantias físicas que compõem o lastro para comercialização considera a participação ou não da

usina no MRE, a modalidade de despacho da usina e, principalmente, se o empreendimento possui ou não garantia física estabelecida pelo MME.

A ~~Tabela 1~~ **Tabela 1** abaixo busca resumir as diferentes formas de cálculo de garantia física de acordo com as características da usina:

#### Usinas hidráulicas não participantes do MRE

	Garantia Física	
	Definida pelo MME	Não Definida pelo MME
Todas as modalidades de despacho	Corresponde à <b>garantia física sazonalizada</b> pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade.	Equivale à <b>Geração Medida</b> da usina no período de comercialização.

#### Usinas hidráulicas participantes do MRE

	Garantia Física definida pelo MME*
Todas as modalidades de despacho	Corresponde à <b>Garantia Física Modulada</b> (já considerado o fator que representa a média das perdas internas) ajustada apenas pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica (não considera o efeito do Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF)).

\*todas as usinas participantes do MRE obrigatoriamente possuem garantia física definida pelo MME

#### Usinas não hidráulicas

Modalidade de Despacho	Garantia Física	
	Definida pelo MME	Não Definida pelo MME
Tipo IA ou IIA	Corresponde à <b>garantia física sazonalizada</b> pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade.	Corresponde à <b>capacidade</b> das unidades geradoras em operação comercial, ajustadas (i) pelo Fator de Capacidade Máxima, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica, (iii) por eventuais perdas internas, e (iv) pelo Índice de Disponibilidade Verificado.
Tipo IB, IIB, IIC ou III		Equivale à <b>Geração Medida</b> da usina no período de comercialização.

Tabela 1: Resumo da forma de cálculo das Garantias Físicas que compõe o Lastro para Comercialização

### 1.1.3. Penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia

Conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/04, na comercialização de energia elétrica os agentes de distribuição, os consumidores livres e os especiais devem garantir o atendimento a 100% de suas cargas, em termos de energia e potência por meio de geração própria e/ou contratos de compra de energia registrados na CCEE.

Por sua vez, os agentes vendedores estão sujeitos ao pagamento de penalidade caso não apresentem lastro para venda de energia e potência elétricas para garantir 100% de seus contratos.

O lastro para venda de energia elétrica do agente vendedor pode ser composto pela garantia física das usinas modeladas sob esse agente, calculada conforme apresentado no presente documento, e/ou por contratos de compra de energia ou de potência, conforme o caso.

#### **Importante:**

O cálculo da insuficiência de lastro para venda de energia ocorre conforme definido no módulo "Penalidades de Energia".

O presente módulo determina apenas os valores das garantias físicas que são utilizados no cálculo da comprovação do lastro.

### 1.1.4. Sazonalização e Modulação de Garantia Física

A modulação é o processo pelo qual a garantia física sazonalizada de uma usina é distribuída por período de comercialização.

Os valores atribuídos à garantia física de cada usina são valores anuais médios (MW médios) convertidos em valores mensais, expressos em termos de energia (MWh), por meio do processo de sazonalização. Ressalta-se que há dois processos de sazonalização de garantia física: um para fins de aplicação do MRE e um para definição do lastro da usina. No processo de sazonalização da garantia física para fins do MRE, os agentes proprietários das usinas definem os montantes mensais que serão utilizados para processamento desse mecanismo, com a ressalva de que algumas usinas – Itaipu, usinas que tiveram renovação de concessão, usinas submotorizadas, usinas que iniciam ou terminam o período de concessão no ano de referência, e usinas que não queiram declarar os valores de sazonalização – têm os montantes sazonalizados determinados a partir dos valores informados pelos demais agentes, ou seja, a sazonalização dessas usinas seguirá o perfil de sazonalização das usinas que declararam os montantes. Já o processo de sazonalização para fins de lastro define os montantes mensais que serão utilizados na aferição de penalidades dos agentes.

Os valores sazonalizados são ajustados em função da média das perdas internas associadas à operação das usinas e, posteriormente, são convertidos em valores por período de comercialização no processo denominado de modulação da garantia física, conforme ilustrado na [Figura 5](#) ~~Figura-5~~:

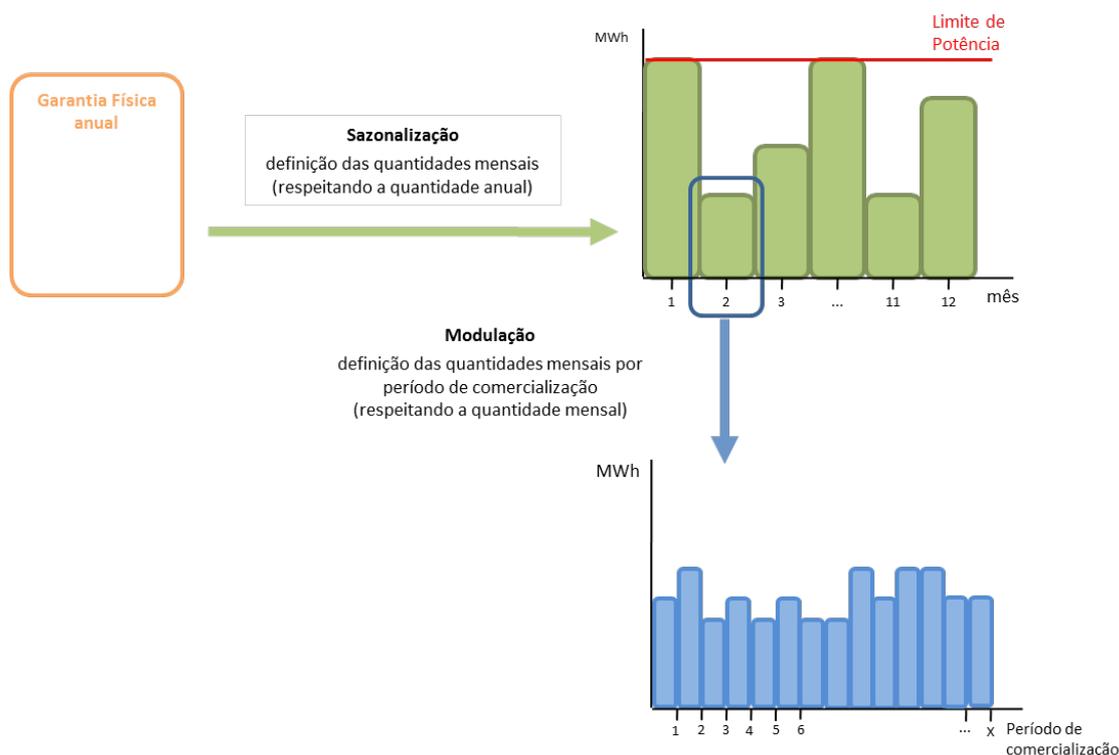


Figura 5: Representação gráfica do processo de sazonalização e modulação da garantia física de uma usina

A modulação da garantia física para fins de aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia é realizada com base no perfil de geração desse mecanismo, para todas as usinas participantes do MRE. Já a modulação para fins de lastro equivale ao valor de garantia física proporcional às unidades geradoras em operação comercial (*flat*).

## 2. Detalhamento das Etapas da Modulação de Garantia Física para o MRE

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Garantia Física”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Ajuste da Garantia Física Sazonalizada

#### Objetivo:

Ajustar as garantias físicas sazonalizadas das usinas em função de suas perdas internas e de acordo com os tipos de despacho associados.

#### Contexto:

Antes dos processos de modulação da garantia física das usinas participantes do MRE os valores das garantias físicas das usinas devem ser ajustados de acordo com suas perdas internas, segundo o seu tipo de despacho. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

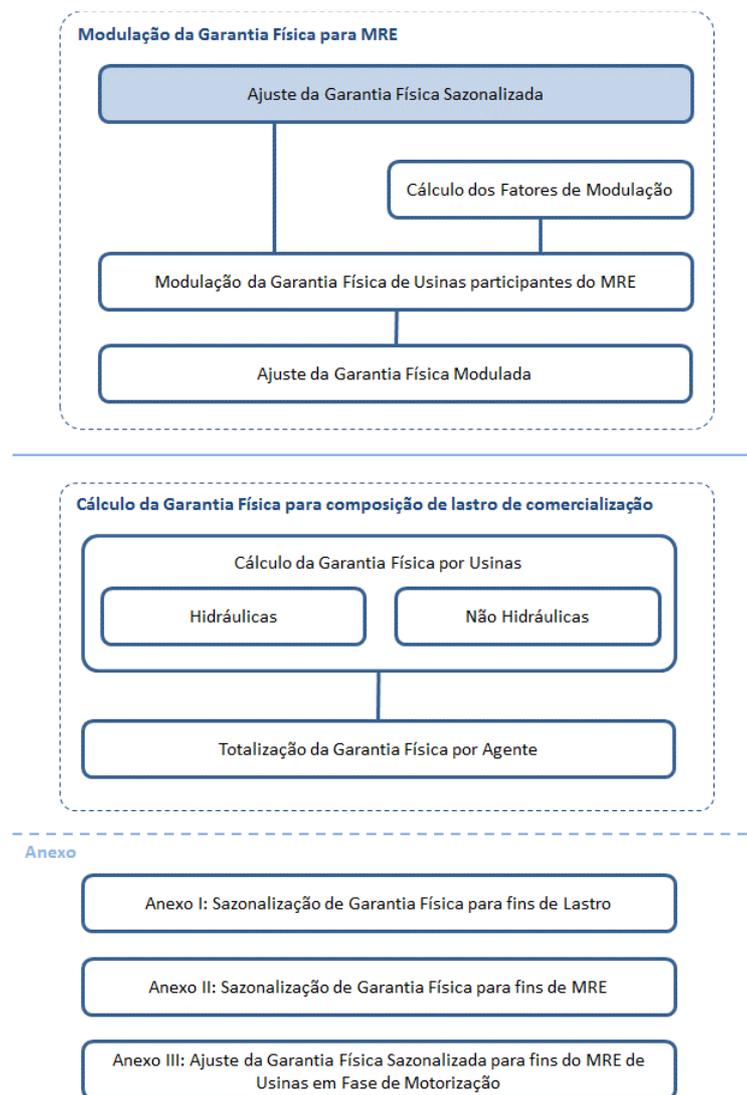


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

### 2.1.1. Detalhamento do processo de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para o MRE

O processo de determinação do ajuste da garantia física sazonalizada é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### Garantia Física para fins do MRE

1. A garantia física para fins do MRE é determinada a partir da sazonalização realizada pelo agente para esse objetivo, conforme o comando a seguir:
  - 1.1. A Garantia Física por período de comercialização é determinada pela garantia física sazonalizada, considerando um ajuste que reflete qual a parcela da usina que efetivamente se encontra em operação comercial. Dessa forma:

*Se a usinas estiver motorizada no primeiro período de comercialização no ano de referência, então:*

$$MGFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_COM\_GF_{p,j}$$

Caso contrário, se a usina estiver em fase de motorização no ano de referência, então:

$$MGFIS_{p,j} = \left( \left( \frac{QM\_GF\_PRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_OPS\_ANT_{p,f} + \left( \frac{DIF\_GF\_MRE_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) + \sum_{i \in p} \left( \frac{AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m} + ADDC\_MOT_{p,i,m}}{HORAS\_VIG_{p,i,m} + ADDC\_HORAS\_MOT_{p,i,m}} \right) * SPD_m \right) * (1 - F\_SUSPENZA_{p,j})$$

Onde:

$MGFIS_{p,j}$  é a Garantia Física proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$QM\_GF_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial associado a garantia física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_SUSPENZA_{p,j}$  é o Fator de Suspensão da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_OPS\_ANT_{p,f}$  é o Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$HORAS\_VIG_{p,i,m}$  é a quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_MOT_{p,i,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$ADDC\_HORAS\_MOT_{p,i,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas correspondente a

unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”

$SPD_m$  é a duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

- 1.2. A garantia física em operação comercial sazonalizada em um conjunto de período de comercialização até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física, ou da entrada no MRE da usina, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$MGFIS_{B_{p,b,m}} = \sum_{j \in CJPB} (MGFIS_{p,j} * F\_PRC\_GF_{p,j}) * F\_PDI\_GF_{p,f-1}$$

Onde:

$MGFIS_{B_{p,b,m}}$  é a Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no bloco de” limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”

$MGFIS_{p,j}$  é a Garantia Física proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

CJPB corresponde ao conjunto de períodos de comercialização “j” até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras ou da revisão da garantia física ou da entrada no MRE da parcela de usina “p”, no bloco de períodos de comercialização “b” limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”

$F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 1.3. A garantia física definida em ato regulatório é determinada na barra de saída do gerador ou no Ponto de Medição Individual - PMI; por isso é preciso ajustar esse valor a fim de abater as perdas internas associadas à operação da usina. Desta forma, para as usinas que possuem garantia física definida em ato regulatório, a Garantia Física Mensal será determinada pela aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas Internas Médias na garantia física sazonalizada pelo agente, conforme expressão a seguir:

$$MGFIS_{M_{p,m}} = \sum_{j \in m} (MGFIS_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j})$$

Onde:

$MGFIS_{M_{p,m}}$  é a Garantia Física Mensal ajustada em função das perdas internas associadas à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MGFIS_{p,j}$  é a Garantia Física proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{PDI\_GF_{p,f-1}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

$F_{PRC\_GF_{p,j}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

2.

### 2.1.2. Dados de Entrada do Ajuste da Garantia Física Sazonalizada

<b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins do MRE</b>		
<b>QM_GF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins do MRE Preliminar</b>		
<b>QM_GF PRE<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>DIF_GF_MRE<sub>p,m</sub></b>	<b>Diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE</b>	

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”</p> <p>MWh</p> <p>Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)</p> <p>Positivos</p>
	<p><b>Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora</b></p>	
<b>HORAS_VIG<sub>p,i,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”</p> <p>hora</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos</p>
	<p><b>Fator de Operação Comercial</b></p>	
<b>F_COM_GF<sub>p,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total associado a Garantia Física no período de comercialização “j”</p> <p>n.a.</p> <p>Medição Contábil (Anexo IV - Cálculo do Fator de Operação Comercial)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b></p>	
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”</p> <p>n.a.</p> <p>Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)</p> <p>Positivos ou Zero</p>

<b>Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial</b>		
<b>AC_GFIS_SAZ<sub>p,i,m</sub></b>	Descrição	Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Anexo III - Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina</b>		
<b>F_SUSPENSA<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Suspensão da Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo IV - Cálculo do Fator de Operação Comercial e Suspensão)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão</b>		
<b>F_OPS_ANT<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Operação Comercial e desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Anexo III - Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada</b>		
<b>ADDC_MOT<sub>p,i,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na garantia física sazonalizada correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”

	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas</b>		
<b>ADDC_HORAS_MOT</b> p,i,m	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas com efeito na quantidade de horas correspondente a unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de Apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b>		
<b>F_PRC_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.1.3. Dados de Saída do Ajuste da Garantia Física Sazonalizada

<b>Garantia Física Mensal</b>		
<b>MGFIS_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física Mensal ajustada em função das perdas internas associadas à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização da Usina</b>		
<b>MGFIS_B<sub>p,b,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física de um bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no bloco de períodos de comercialização “b” limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

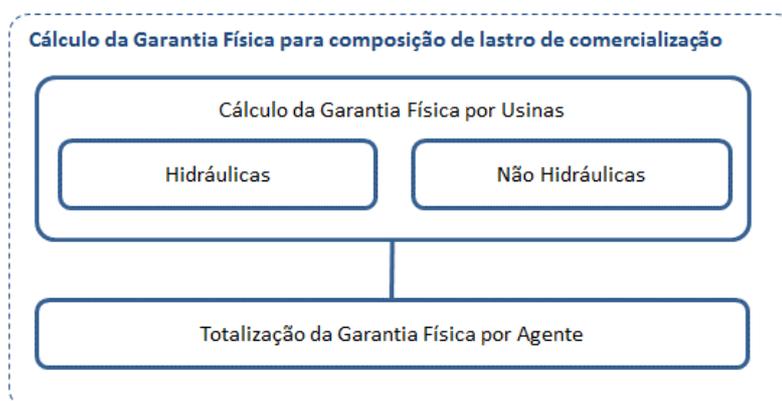
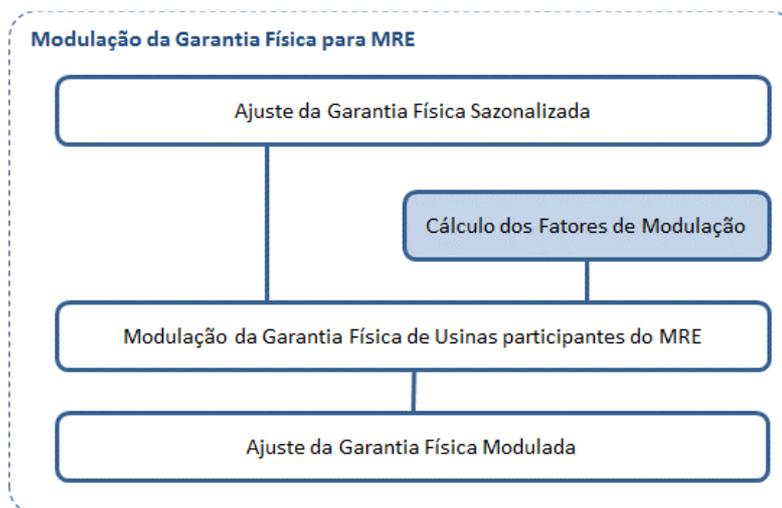
## 2.2. Cálculo dos Fatores de Modulação

### Objetivo:

Determinar os fatores de modulação das usinas participantes do MRE.

### Contexto:

Os fatores de modulação, calculados no início dessa etapa, conforme ilustrado na [Figura 7](#), são utilizados para transformar os valores de garantia física sazonalizados em valores modulados por período de comercialização das usinas, visando aplicação no MRE e na modulação dos contratos do PROINFA e de Itaipu:



#### Anexo

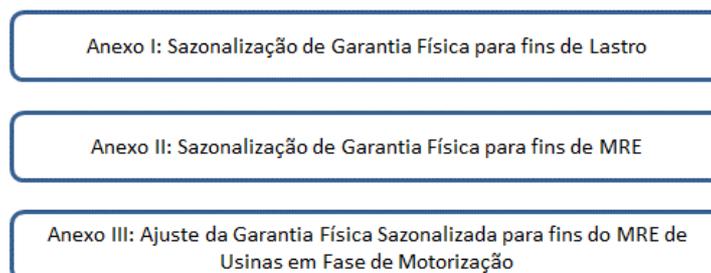


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

### 2.2.1. Detalhamento do Processo de Determinação dos Fatores de Modulação

O processo de determinação dos fatores de modulação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

3. O Fator de Modulação das Usinas Participantes do MRE corresponde à relação entre a geração total dessas usinas, no período de comercialização, e a geração total dessas mesmas usinas no mês de apuração, conforme a expressão a seguir:

$$F\_MRE_j = \frac{GMRE_j}{T\_GMRE_m}$$

Onde:

$F\_MRE_j$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização “j”

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

$T\_GMRE_m$  é a Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração “m”

- 3.1. A Geração Total das Usinas Participantes do MRE equivale ao somatório da geração de todas essas usinas, no período de comercialização, conforme a expressão:

$$GMRE_j = \sum_{p \in PMRE} G_{p,j}$$

Onde:

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PMRE” representa o conjunto de parcelas de usinas “p” que participam do MRE

- 3.2. A Geração Total Mensal das Usinas Participantes do MRE equivale à geração final, naquele mês, de todas as usinas que participam do MRE, dada pela expressão:

$$T\_GMRE_m = \sum_{j \in m} GMRE_j$$

Onde:

$T\_GMRE_m$  é a Geração Total Mensal de Usinas Participantes do MRE no mês de apuração “m”

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

4. O Fator Ponderado de Modulação das Usinas Participantes do MRE corresponde à relação ponderada entre a geração total dessas usinas no período de comercialização, e a geração total dessas mesmas usinas no mês de apuração, conforme a expressão a seguir:

$$F\_MRE\_P_{p,j} = \frac{F\_MRE_j}{\sum_{j \in CJPB} F\_MRE_j}$$

Onde:

$F\_MRE\_P_{p,j}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_MRE_j$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização “j”

CJPB corresponde ao conjunto de períodos de comercialização “j” até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física, ou da entrada no MRE da parcela de usina “p”, na vigência “v”, limitada ao intervalo de contabilização, no mês de apuração “m”

### 2.2.2. Dados de Entrada dos Fatores de Modulação

<b>Geração Final da Usina</b>		
<b><math>G_{p,j}</math></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída dos Fatores de Modulação

<b>Fator de Modulação do MRE</b>		
<b><math>F_{MRE_j}</math></b>	Descrição	Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE por período de comercialização “j”, e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator Ponderado de Modulação do MRE</b>		
<b><math>F_{MRE_{P,j}}</math></b>	Descrição	Relação ponderada entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Total das Usinas Participantes do MRE</b>		
<b><math>GMRE_j</math></b>	Descrição	Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.3. Modulação da Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

### Objetivo:

Determinar os valores de garantia física por período de comercialização para usinas hidráulica participantes do MRE.

### Contexto:

O processo de modulação da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE visa definir os valores de garantia física por período de comercialização, considerando os valores determinados por mês de apuração.

A [Figura 8](#) situa a etapa de modulação da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE em relação ao módulo completo:

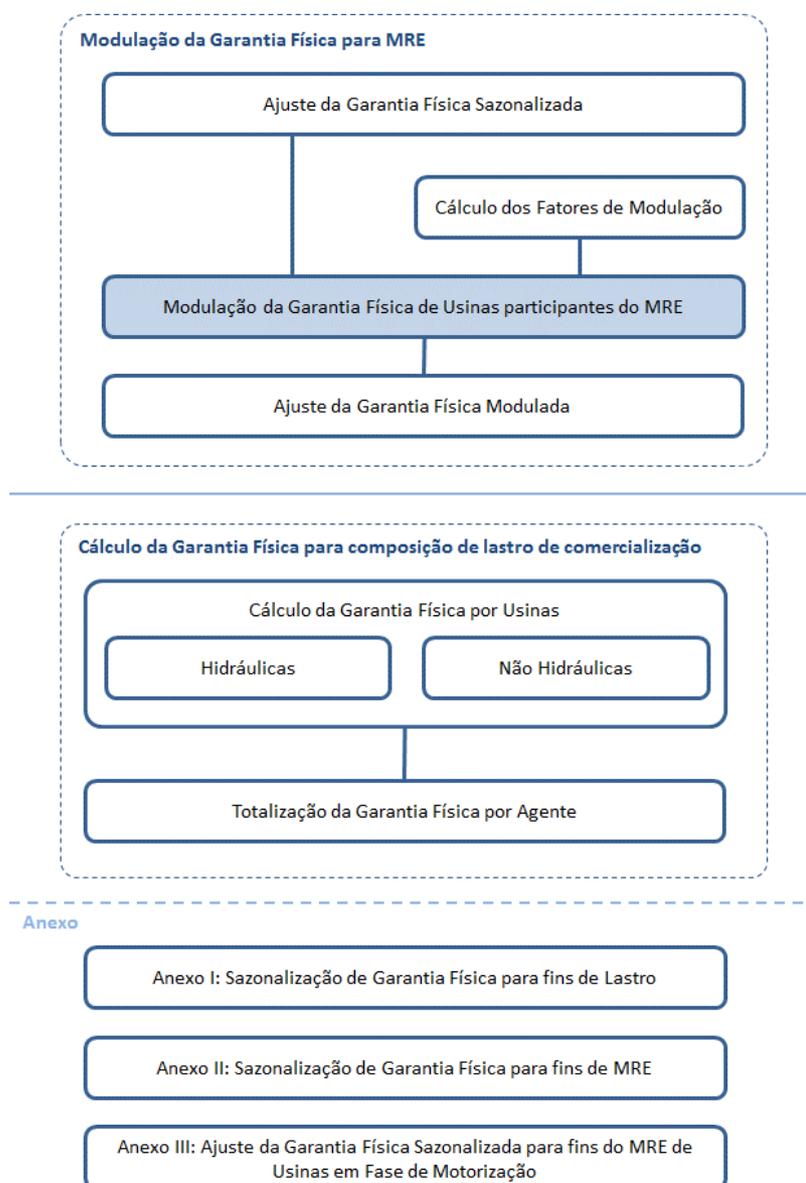


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

### 2.3.1. Detalhamento do Processo de Modulação de Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

O processo de modulação da garantia física de usinas hidráulicas participantes do MRE é composto pelos seguintes comandos e expressões:

5. A Garantia Física Modulada é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física mensal, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS_{1p,j} = MGFIS_{B_{p,b,m}} * F_{MRE}_{P_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS_{1p,j}$  é a Garantia Física Modulada da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$MGFIS_{B_{p,b,m}}$  é a Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no bloco de” limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”

$F_{MRE}_{P_{p,j}}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### 2.3.2. Dados de Entrada da Modulação da Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

Fator Ponderado de Modulação do MRE		
<b><math>F_{MRE}_{P_{p,j}}</math></b>	Descrição	Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina “p”, por período de comercialização “j” e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Garantia Física de um Bloco de períodos de comercialização da Usina		
<b><math>MGFIS_{B_{p,b,m}}</math></b>	Descrição	Garantia Física de um bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no bloco de períodos de comercialização “b” limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física Sazonalizada)

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

---

### 2.3.3. Dados de Saída da Modulação da Garantia Física de Usinas Participantes do MRE

---

Garantia Física Modulada		
GFIS_1 <sub>p,j</sub>	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. Pendente de ajuste em função dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica e os índices de degradação da garantia física ou MRGF
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

---

### 2.4. Ajuste da Garantia Física Modulada das Usinas Participantes do MRE

#### Objetivo:

Ajustar a garantia física em função dos Fatores de Rateio de Perda de Geração e Índices de Disponibilidade (MRGF) visando o MRE.

#### Contexto:

Na última etapa do processo de modulação da garantia física, o valor apurado por período de comercialização é ajustado pelo Fator de Rateio de Perdas de Geração associado a cada usina e conforme os Fatores de Disponibilidade associados a cada empreendimento, também chamado de Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF), e posteriormente consolidado por período de comercialização. A [Figura 9](#) ~~Figura 9~~ coloca a etapa de ajuste da garantia física em relação ao submódulo de modulação para o MRE:

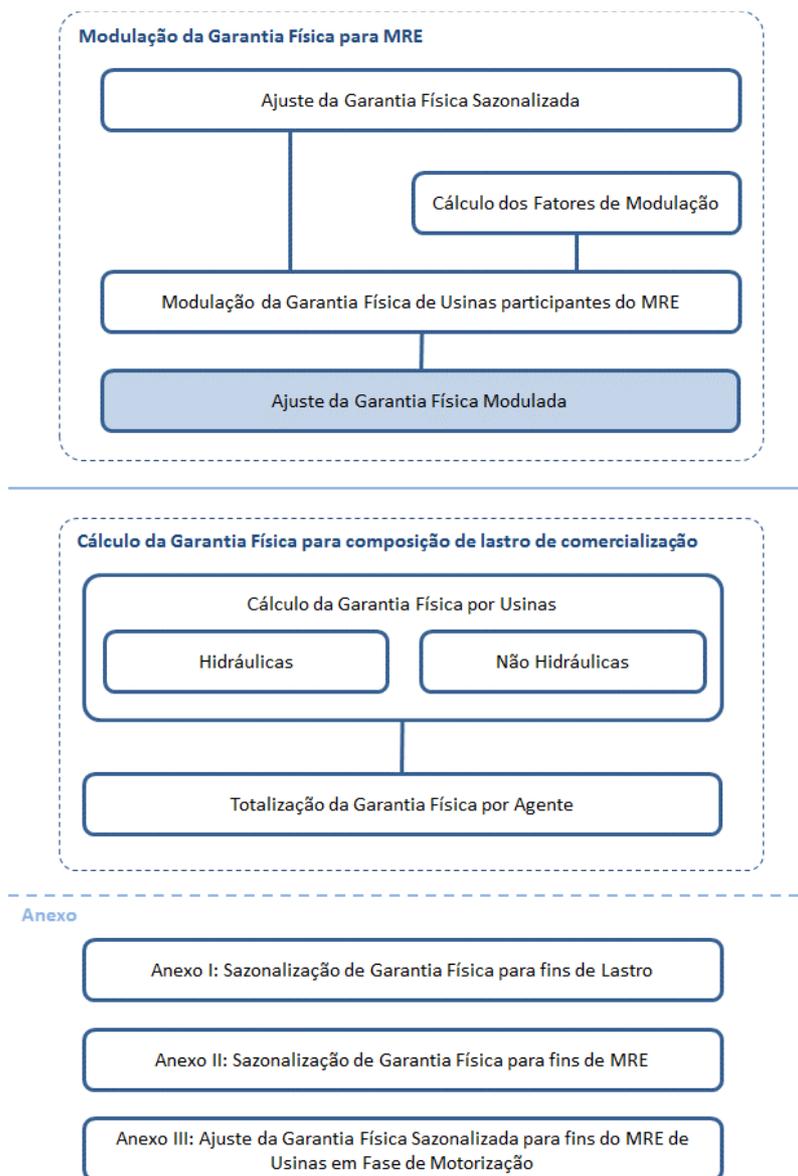


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

#### 2.4.1. Detalhamento do Processo de Ajuste da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE

O processo de ajuste da garantia física é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- Depois de modulada, a garantia física precisa ser ajustada segundo o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina, conforme a seguinte expressão:

$$GFIS\_RB_{p,j} = GFIS\_1_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$GFIS\_RB_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$GFIS\_1_{p,j}$  é Garantia Física Modulada da parcela de usina “p” participante do MRE por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

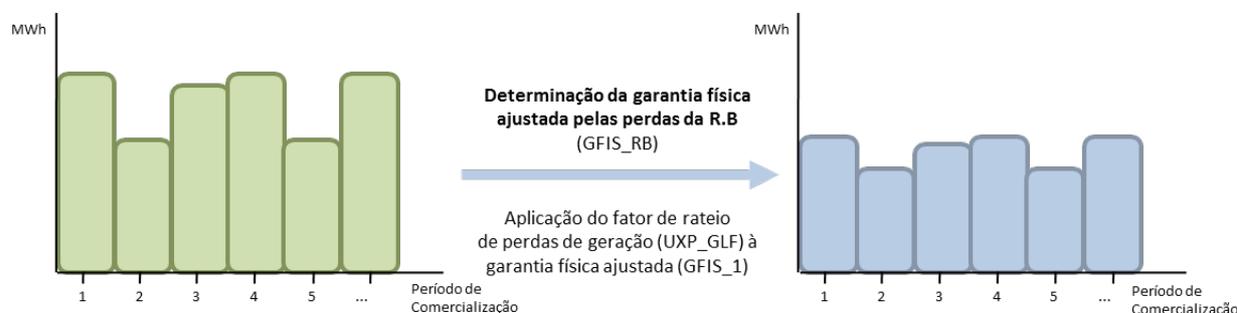


Figura 10: Representação do processo de ajuste da garantia física pelas perdas de geração

7. O Mecanismo de Redução de Garantia Física - MRGF verifica se a usina participante do MRE, com modalidade de despacho tipo I, cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos. Essa verificação é efetuada por meio do cálculo de um fator equivalente à razão entre os índices verificados e os índices de referência, conforme definido no ANEXO I (Cálculo do Fator de Disponibilidade) do módulo “Medição Contábil”. Ou seja, um valor inferior a 1 para esse fator significa que a usina não cumpriu os requisitos de disponibilidade, e que sua garantia física será ajustada para refletir esse descumprimento.
8. O Mecanismo de Redução de Garantia Física (MRGF) é aplicado sobre a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica conforme o Fator de Disponibilidade estabelecido para o empreendimento, visando o cálculo do MRE. Essa informação é definida por período de comercialização, dada pela expressão:

$$GFIS\_2_{p,j} = GFIS\_RB_{p,j} * F\_DISP_{p,m}$$

Onde:

$GFIS\_2_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, participante do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_RB_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

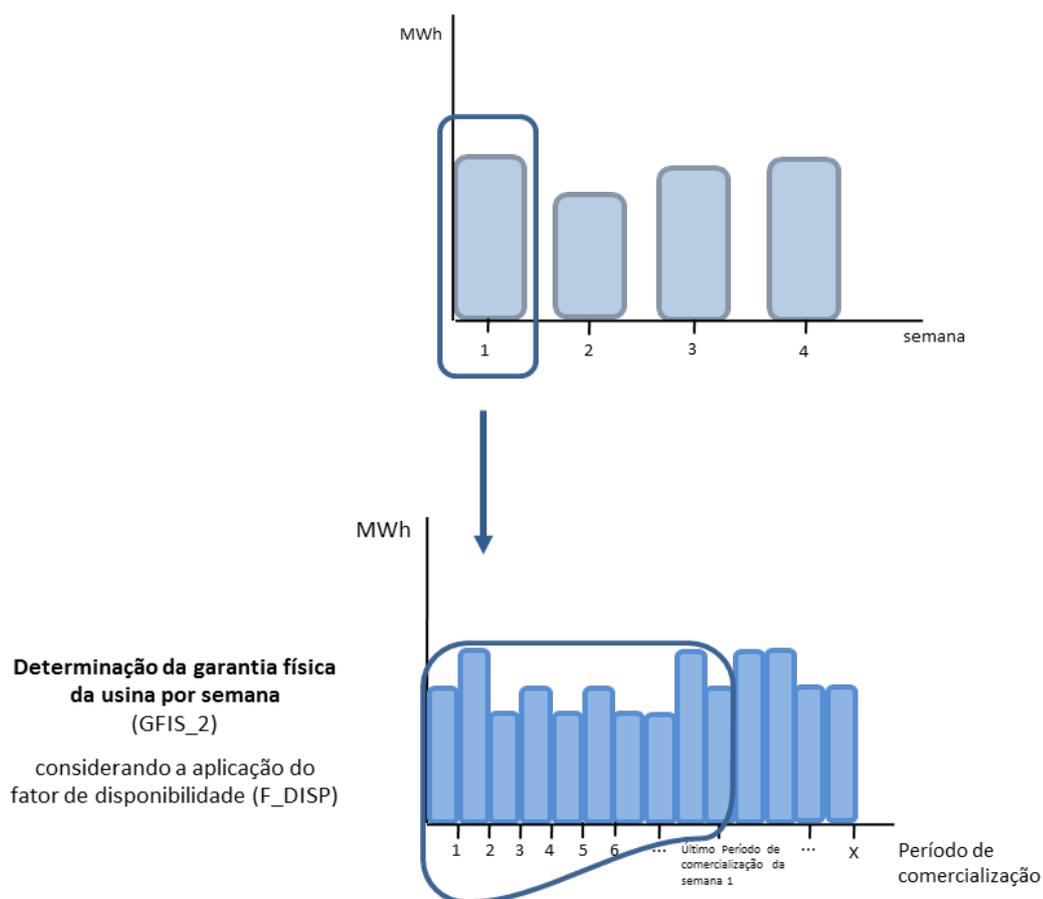


Figura 11: Representação do processo de definição da garantia física por período de comercialização e por semana

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Processo de Ajuste da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE

<b>Garantia Física Modulada</b>	
<b>GFIS<sub>1p,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Garantia Física modulada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. Pendente de ajuste em função dos Fatores de Rateio de Perdas da Rede Básica e os índices de degradação da garantia física ou MRGF</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Garantia Física (Modulação da Garantia Física de Usinas em Fase de Motorização)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>

	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de $UXP\_GLF_{p,j}$ é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Disponibilidade

<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída do Processo de Ajuste da Garantia Física das Usinas Participantes do MRE

<b>GFIS_RB<sub>p,j</sub></b>	<b>Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica</b>	
	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p” e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>GFIS_2<sub>p,j</sub></b>	<b>Garantia Física Modulada Ajustada</b>	
	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p” e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e do MRGF, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Detalhamento das Etapas de Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro para Comercialização

Esta seção detalha as etapas do submódulo de cálculo da garantia física para composição de lastro para comercialização, explicitando seus objetivos, processos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 3.1. Cálculo da Garantia Física por Usina

##### Objetivo:

Definir o valor da garantia física considerando as características de cada tipo de usina.

##### Contexto:

A garantia física é determinada de diferentes formas em função dos diferentes tipos de usinas existentes: hidráulicas (participantes ou não do MRE) e não hidráulicas. A [Figura 12](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

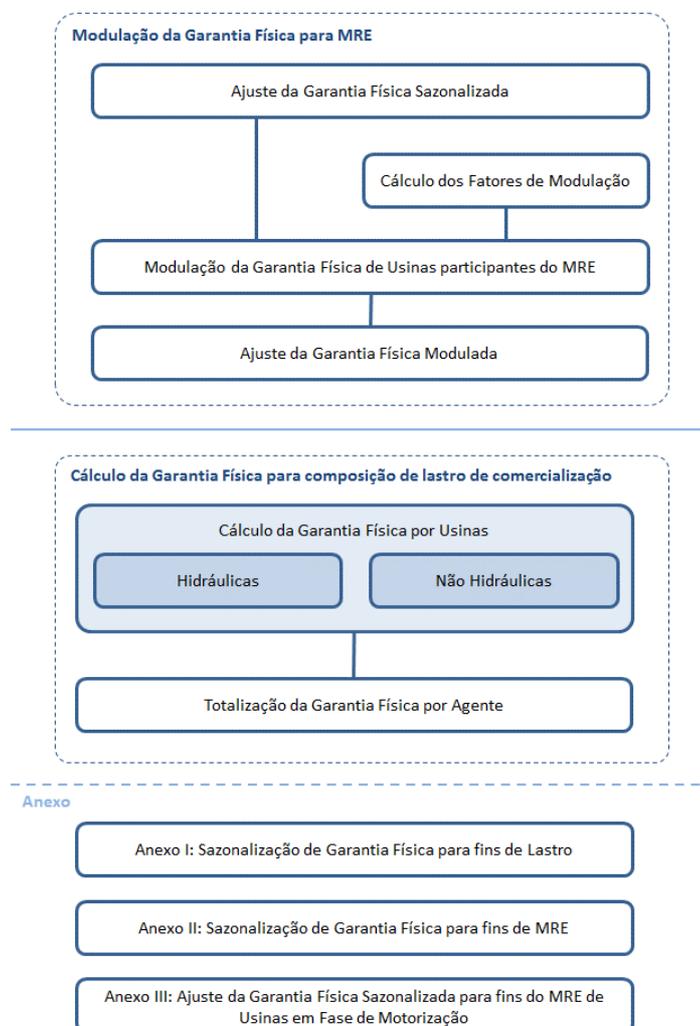


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

### 3.1.1. Detalhamento do Processo de Cálculo da Garantia Física

O processo de cálculo da garantia física é composto pelos seguintes comandos e expressões:

9. A garantia física de uma usina é definida por meio de portaria ou expedida pelo MME.
10. Uma vez definida a garantia física de uma usina, essa informação é tratada de modo a considerar alguns elementos tais como: (i) perdas internas, (ii) unidades geradoras em teste, (iii) efeito da sazonalização, (iv) fatores de perdas da Rede Básica e (v) perdas da Rede Compartilhada, de acordo com as características de cada usina, estruturada da seguinte forma:
  - 10.1. O cálculo da garantia física para usinas hidráulicas é diferenciado conforme suas características, podendo ser:
    - participantes do MRE
    - não participantes do MRE sem garantia física definida pelo MME
    - não participantes do MRE com garantia física definida pelo MME

#### Representação Gráfica

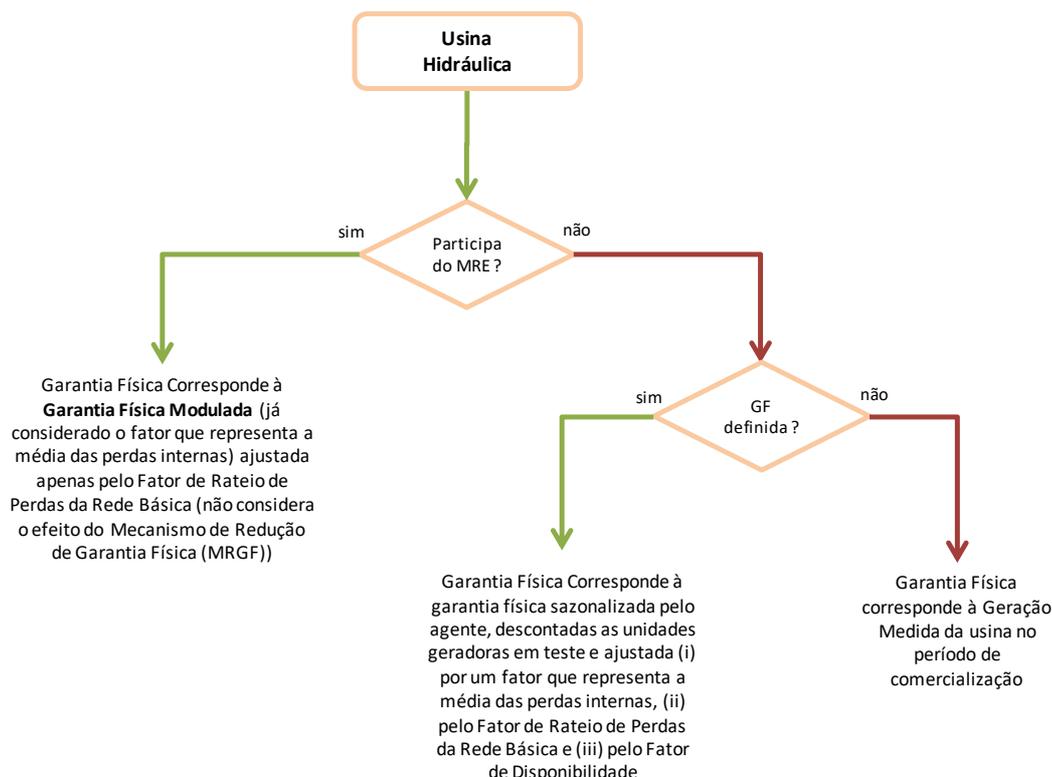


Figura 13: Fluxograma de definição da garantia física de usinas hidráulicas

10.2. O cálculo de garantia física para usinas não hidráulicas é diferenciado conforme suas características, podendo ser:

- com garantia física definida

- sem garantia física definida e com despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
- sem garantia física definida e com despacho do tipo IA ou IIA

### Representação Gráfica

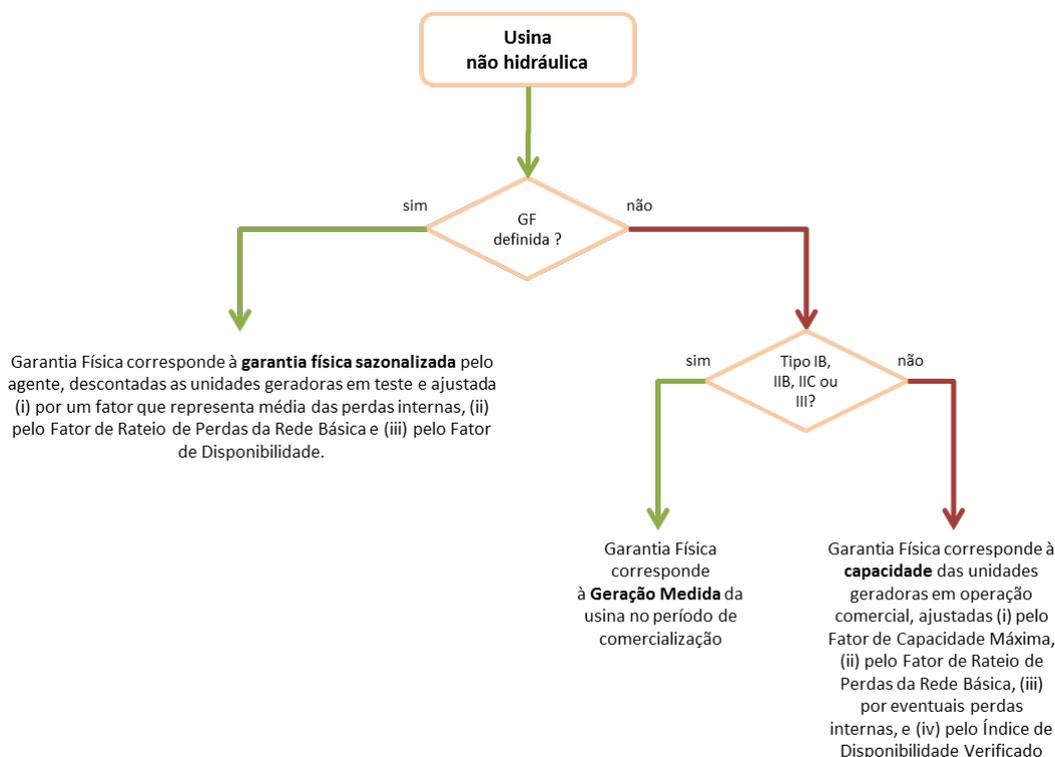


Figura 14: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas

### 3.1.2. Cálculo de Garantias Físicas para Usinas Hidráulicas

O processo de cálculo da garantia física de usinas hidráulicas considera sua participação ou não no MRE e o fato de possuir ou não garantia física definida pelo MME.

Os respectivos valores são determinados conforme os seguintes comandos e expressões:

#### Usinas Hidráulicas participantes do MRE

11. Para usinas hidráulicas participantes do MRE, a Garantia Física Apurada da usina equivale à Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas Internas, das Perdas da Rede Compartilhada e das Perdas da Rede Básica. Expresso no período de comercialização por:

$$GFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_COM\_GF_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$QM\_GF\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F_{COM\_GF_{p,j}}$  é o Fator de Operação Comercial associado a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M_{SPD_m}$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”

$F_{PDI\_GF_{p,f-1}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

$UXP\_GLF$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PRC\_GF_{p,j}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

### Importante:

Para as usinas com GF que entrarem em operação comercial ao longo de um mês de apuração de um determinado ano de referência, a quantidade de horas será proporcional ao intervalo correspondente desde a data de entrada em operação comercial até o final do mês em questão.

- 11.1. De acordo com [a regulamentação específica § 1º do Artigo 3º da Resolução Normativa ANEEL nº 688/2003](#), o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada por Indisponibilidade de Usinas no MRE (MRA), atual MRGF, não deverá impactar a apuração de garantia física, para fins de verificação de lastro para venda de energia elétrica e lastro para contratação.

### Representação Gráfica

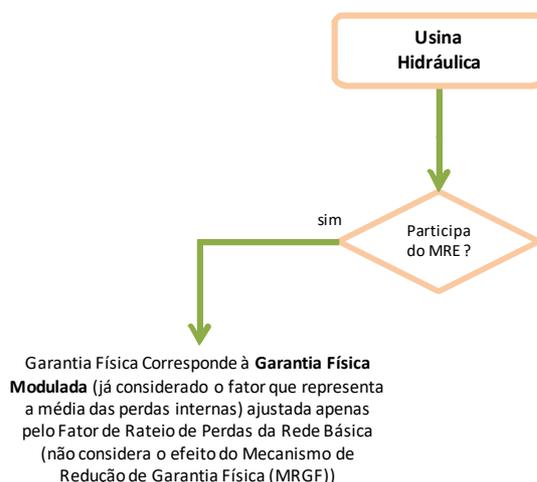


Figura 15: Fluxograma de definição da garantia física de usinas hidráulicas que participam do MRE

### Usinas Hidráulicas não participantes do MRE sem garantia física definida pelo MME

12. Caso a usina não participe do MRE e não possua garantia física definida pelo Poder Concedente, independente da sua modalidade de despacho, a Garantia Física Apurada é igual à sua Geração Final estabelecida no módulo “Medição Contábil”, expresso por:

*Se for o primeiro ano de operação comercial da usina, a Garantia Física para fins de lastro é calculada a partir da Declaração de Garantia Física pelo agente proprietário, caso ocorra declaração:*

$$GFIS_{p,j} = GFIS\_DEC_p * SPD_m * UXP\_GLF_{p,j}$$

*Caso contrário, para os demais anos de operação da usina e também para o primeiro ano caso não haja declaração, a Garantia Física para fins de lastro é calculada conforme geração:*

$$GFIS_{p,j} = G_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFIS\_DEC_p$  é a Declaração de Garantia Física na conexão pelo agente proprietário da parcela de usina “p”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$SPD_m$  é a duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

### Importante:

Se o MME definir Garantia Física para essas usinas, a Declaração de Garantia Física ou a geração será considerada apenas para os períodos anteriores à vigência dessa Garantia Física.

### Representação Gráfica

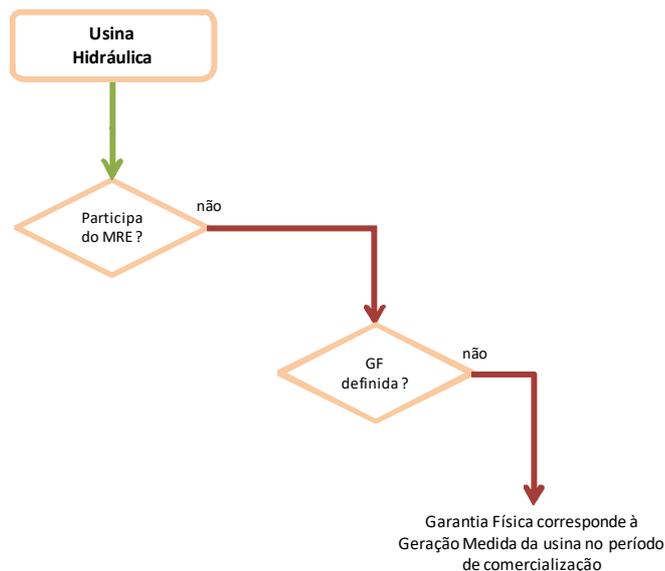


Figura 16: Fluxograma de definição da garantia física de uma usina hidráulica sem garantia física definida

### Usinas Hidráulicas não participantes do MRE com garantia física definida pelo MME

13. Para usinas hidráulicas não participantes do MRE, com garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada corresponde à garantia física sazonalizada, ajustada em função das perdas internas, em função das perdas da Rede Compartilhada, pelo Fator de Disponibilidade e em função das perdas da Rede Básica. Dada pela expressão:

$$GFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_COM\_GF_{p,j} * F\_DISP_{p,m} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$QM\_GF\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial associado a garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

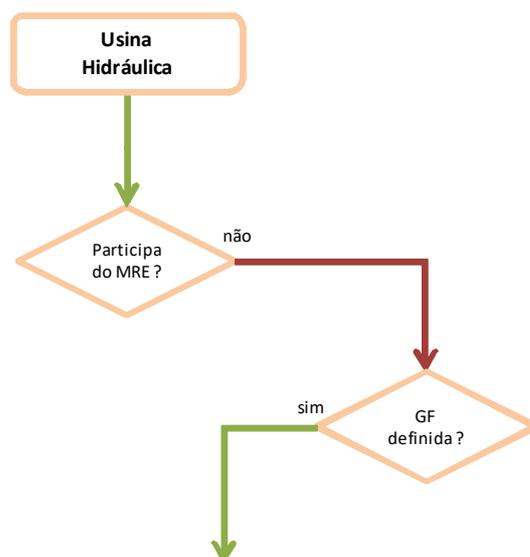
$F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

#### Importante:

Para as usinas cujas Garantias Físicas forem definidas pelo MME para vigorar durante um determinado mês de apuração, a Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro e a Quantidade de Horas do mês serão proporcionais, considerando apenas os períodos posteriores à vigência dessa Garantia Física.

### Representação Gráfica



Garantia Física Corresponde à garantia física sazonalizada pelo agente, descontadas as unidades geradoras em teste e ajustada (i) por um fator que representa a média das perdas internas, (ii) pelo Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e (iii) pelo Fator de Disponibilidade

Figura 17: Fluxograma de definição da garantia física de usinas hidráulicas não participantes do MRE e com garantia física definida pelo Poder Concedente

### 3.1.3. Cálculo de Garantias Físicas para Usinas Não Hidráulicas

O processo de cálculo da garantia física de usinas não hidráulicas considera se o empreendimento possui ou não garantia física definida pelo MME, além da modalidade de despacho correspondente.

Os respectivos valores são determinados conforme os seguintes comandos e expressões:

#### Usinas Não Hidráulicas com garantia física definida pelo MME

14. Caso a usina não hidráulica possua garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada corresponde à garantia física sazonalizada proporcional à potência instalada das unidades geradoras em operação comercial, ajustada em função das perdas internas, em função das perdas da Rede Compartilhada, das perdas da Rede Básica e aplicado o Fator de Disponibilidade. Portanto:

$$GFIS_{p,j} = \left( \frac{QM\_GF\_LAS_{p,m}}{M\_SPD_m} \right) * F\_COM\_GF_{p,j} * F\_DISP_{p,m} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$QM\_GF\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial associado a garantia física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

### Importante:

Para as usinas cujas Garantias Físicas forem definidas pelo MME para vigorar durante um determinado mês de apuração, a Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro e a Quantidade de Horas do mês serão proporcionais, considerando apenas os períodos posteriores à vigência dessa Garantia Física.

## Representação Gráfica

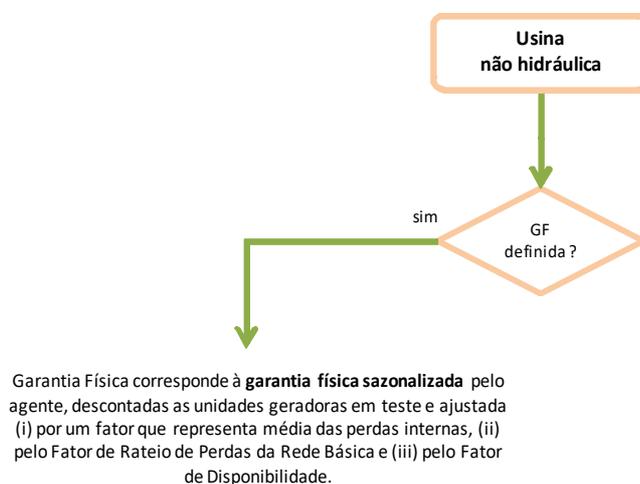


Figura 18: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas com garantia física definida pelo Poder Concedente

### Usinas Não Hidráulicas sem garantia física definida pelo MME e com modalidade de despacho do tipo IA ou IIA

15. Caso a modalidade de despacho seja do tipo IA ou IIA e a usina não hidráulica não possua garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada corresponde à Potência Instalada Ajustada da Usina aplicado o seu Índice de Disponibilidade Verificado, expresso por:

$$GFIS_{p,j} = API_{p,j} * ID_{p,m} * SPD_m$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$API_{p,j}$  é a Potência Instalada Ajustada da parcela da usina “p”, no período de comercialização “j”

$ID_{p,m}$  é o Índice de Disponibilidade Verificado por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

15.1. A Potência Instalada Ajustada corresponde à potência instalada associada ao conjunto de unidades geradoras em operação comercial de uma usina, modalidade de despacho tipo IA ou IIA, ajustada pelo Fator de Capacidade máxima, abatida as perdas internas e as perdas da Rede Compartilhada, associadas ao empreendimento e ajustada em função das perdas da Rede Básica, sendo que o resultado não pode ser menor que zero. A expressão que estabelece a Potência Instalada Ajustada é:

$$API_{p,j} = \left( \sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j} \right) * FCmax_{p,f} * F\_PDI_{p,j} * F\_PRC\_GF_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$API_{p,j}$  é a Potência Instalada Ajustada por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina Térmica “p”, por período de comercialização “j”  $F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração da Rede Básica associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

## Representação Gráfica

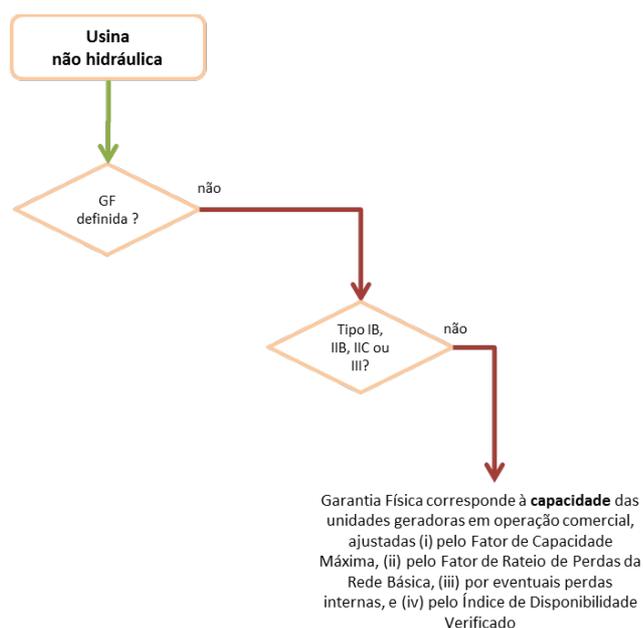


Figura 19: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas, com modalidade de despacho tipo IA ou IIA e sem garantia física definida

### Usinas Não Hidráulicas sem garantia física definida pelo MME e com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III

16. Caso a modalidade de despacho da usina não hidráulica seja do tipo IB, IIB, IIC ou III e o empreendimento não possua garantia física definida pelo Poder Concedente, a Garantia Física Apurada é igual à sua geração final:

*Se for o primeiro ano de operação comercial da usina, a Garantia Física para fins de lastro é calculada a partir da Declaração de Garantia Física pelo agente proprietário, caso ocorra declaração:*

$$GFIS_{p,j} = GFIS\_DEC_p * SPD_m * UXP\_GLF_{p,j}$$

*Caso contrário, para os demais anos de operação da usina e também para o primeiro ano caso não haja declaração, a Garantia Física para fins de lastro é calculada conforme geração:*

$$GFIS_{p,j} = G_{p,j}$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFIS\_DEC_p$  é a Declaração de Garantia Física na conexão pelo agente proprietário da parcela de usina “p”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração da Rede Básica associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Se o MME definir Garantia Física para essas usinas, a Declaração de Garantia Física ou a geração será considerada apenas para os períodos anteriores à vigência dessa Garantia Física.

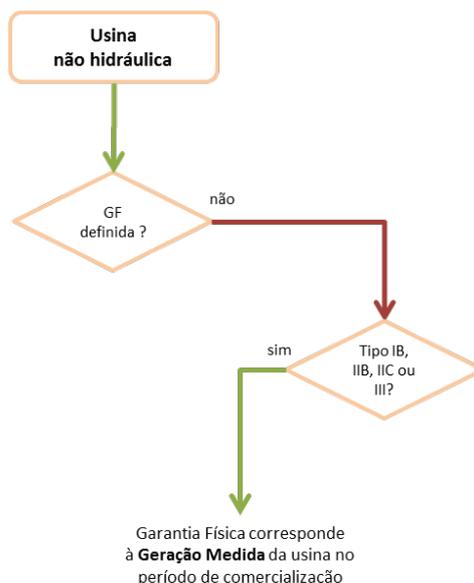
**Representação Gráfica**

Figura 20: Fluxograma de definição da garantia física de usinas não hidráulicas, sem garantia física definida

**3.1.4. Cálculo de Garantias Físicas para Usinas de Importação e Exportação de Energia**

17. A Garantia Física de uma usina cuja parcela estiver caracterizada como “Importação” ou “Exportação” não terá valores contabilizados na CCEE, ou seja, nesses casos a Garantia Física será zero, conforme expressão abaixo:

$$GFIS_{p,j} = 0$$

Onde:

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

**3.1.5. Dados de Entrada do Processo de Cálculo da Garantia Física por Usina para Composição de Lastro**


---

$CAP_{i,j}$

Capacidade Instalada

---

	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i" de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Operação Comercial</b>		
<b>F_COM_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p", em relação à sua capacidade total associada a garantia física
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo IX: Fator de Operação Comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b>		
<b>F_PRC_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>FCmax<sub>p,f</sub></b>	<b>Fator de Capacidade</b>	

	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina “p” e ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Disponibilidade</b>		
<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Declaração de Garantia Física na conexão pelo agente</b>		
<b>GFIS_DEC<sub>p</sub></b>	Descrição	Declaração de Garantia Física na conexão pelo agente proprietário da parcela de usina “p”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Índice de Disponibilidade Verificado</b>		
ID <sub>p,m</sub>	Descrição	Indicador de Disponibilidade em função dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro</b>		
QM_GF_LAS <sub>p,m</sub>	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Módulo de Garantia Física (ANEXO I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
MGFIS <sub>p,j</sub>	Descrição	Garantia Física proporcional às unidades geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. Utilizada como referência para determinação da garantia física de usinas em fase de motorização
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
M_SPD <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Duração de um Período de Comercialização</b>		
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração "m"
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.6. Dados de Saída do Processo de Cálculo da Garantia Física por Usina para Composição de Lastro

<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh

Valores Possíveis	Positivos ou Zero
----------------------	-------------------

### 3.2. Totalização da Garantia Física do Agente

#### Objetivo:

Determinar a garantia física total de cada agente.

#### Contexto:

A última etapa do módulo “Garantia Física”, conforme ilustrado na [Figura 21](#)~~Figura 21~~, tem por objetivo determinar a garantia física total de cada agente, por período de comercialização, consolidando os valores apurados para cada uma das usinas que esse agente representa na CCEE. Essa consolidação visa o cálculo que apura o lastro para comercialização de energia elétrica pelos agentes, realizado conforme estabelecido no módulo “Penalidades”:

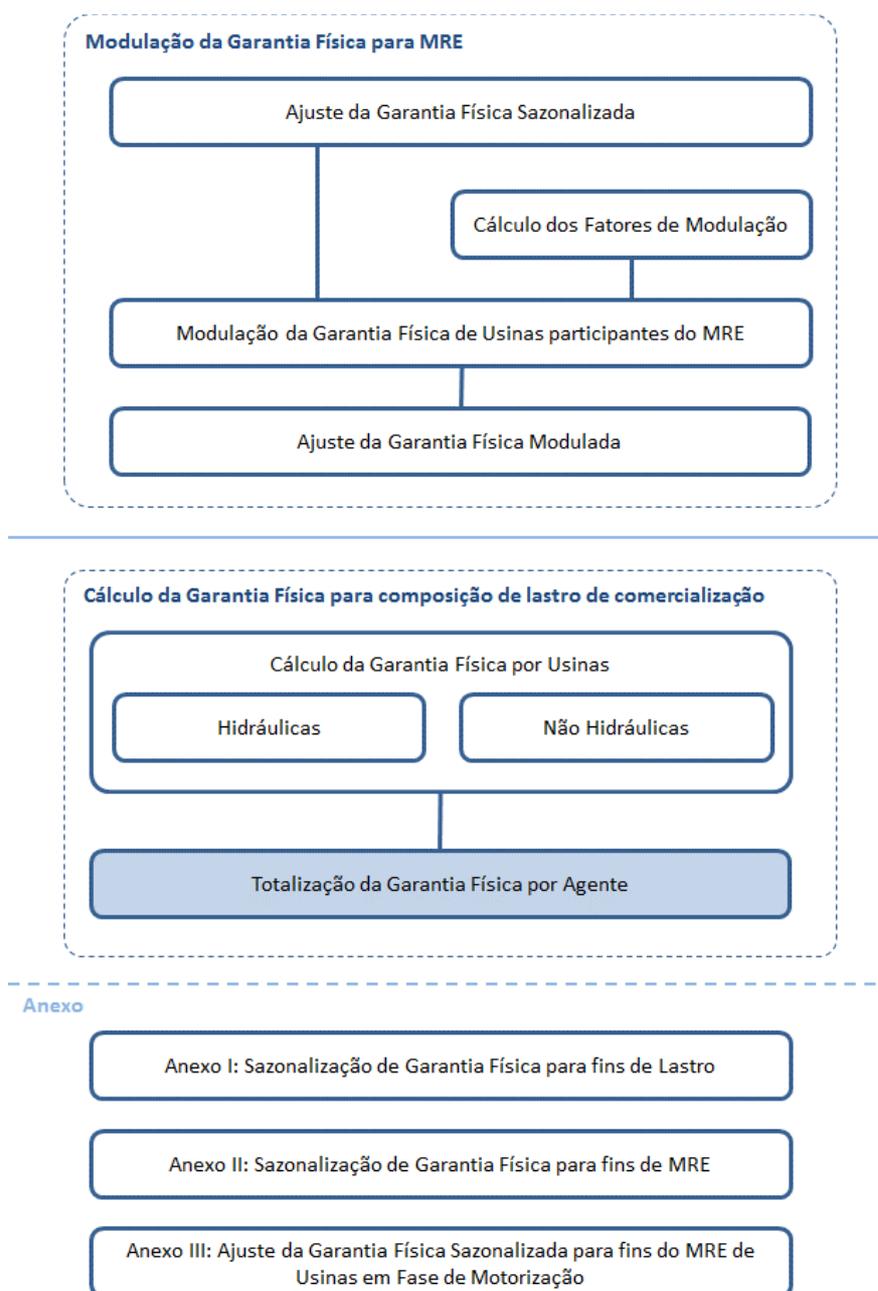


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

### 3.2.1. Detalhamento de Totalização da Garantia Física do Agente

O processo de totalização ou consolidação da garantia física do agente é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- O Total da Garantia Física do agente é determinado por meio do agrupamento das garantias físicas das usinas de propriedade de cada agente, por período de comercialização, conforme a expressão a seguir:

$$TG FIS_{a,j} = \sum_{p \in a} GFIS_{p,j}$$

Onde:

$TGFIS_{a,j}$  é o Total da Garantia Física do perfil de agente “a”, por período de comercialização “j”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

### 3.2.2. Dados de Entrada do Processo de Totalização da Garantia Física do Agente

		Garantia Física Apurada	
$GFIS_{p,j}$	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina	
	Unidade	MWh	
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

### 3.2.3. Dados de Saída do Processo de Totalização da Garantia Física do Agente

		Total da Garantia Física do Agente	
$TGFIS_{a,j}$	Descrição	O Total da Garantia Física do Agente consolida as informações referentes à garantia física por perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”	
	Unidade	MWh	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

## 4. Anexo

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Garantia Física”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 4.1. ANEXO I – Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

#### Objetivo:

Determinar a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins de Lastro de cada usina.

#### Contexto:

A garantia física determinada neste anexo será utilizada apenas para fins de Lastro. A [Figura 22](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

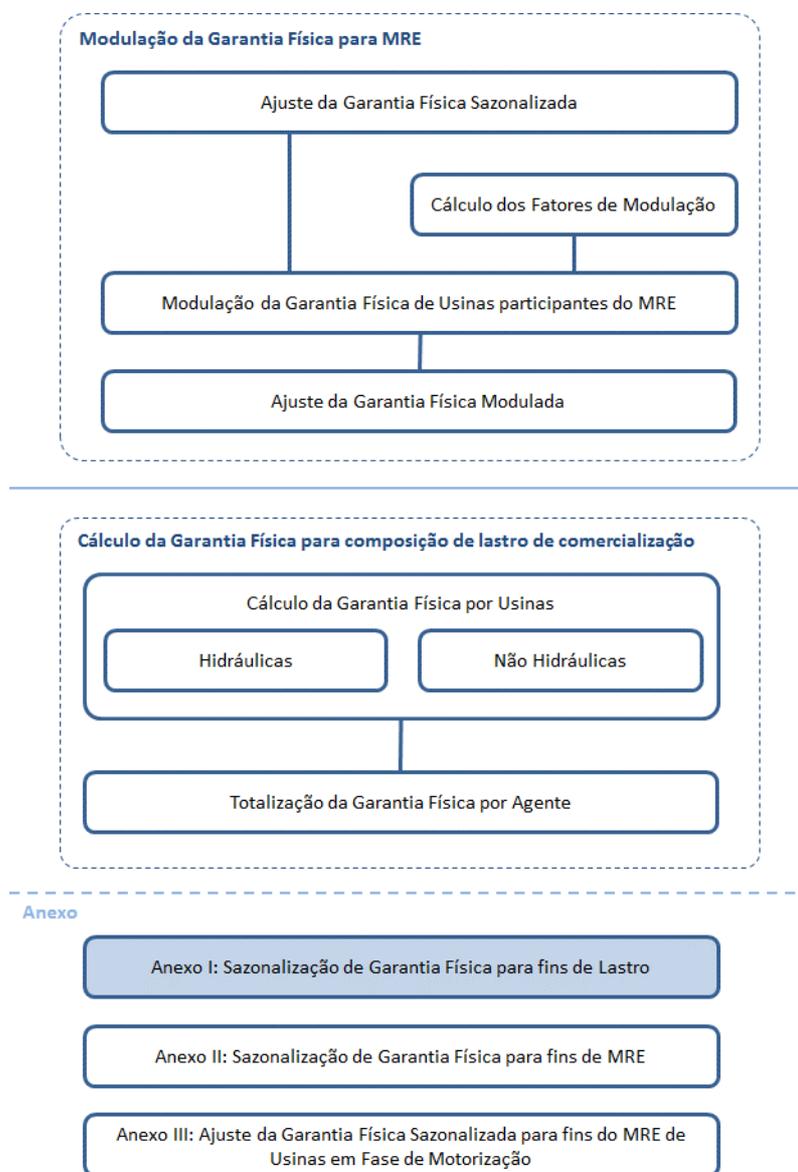


Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

#### 4.1.1. Detalhamento do processo de Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

Nesta sessão são calculadas as Garantias Físicas das usinas para fins de Lastro.

##### Sazonalização de Garantia Física

- Para as usinas que possuem direito de sazonalizar suas garantias físicas para fins de Lastro, a sazonalização é determinada a partir do montante declarado pelo agente proprietário da usina para esse objetivo ou, se o agente não declarar, será flat, assim como para as usinas que não podem sazonalizar, conforme os comandos a seguir:

*Se o agente proprietário da usina sazonalizou a Garantia Física, então:*

$$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} = GF\_SAZ\_LAS_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} = GF_p * M\_HORAS_m$$

Onde:

QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

GF\_SAZ\_LAS<sub>p,m</sub> é a Quantidade de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

GF<sub>p</sub> é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

### **Importante:**

Para o período de motorização da usina, a Quantidade Mensal de Garantia Física (QM\_GF\_LAS<sub>p,m</sub>) será *flat*, ou seja, corresponderá a garantia física de placa multiplicada pelo número de horas em que a usina está vigente no mês. A partir do mês seguinte ao mês de motorização da usina até dezembro do ano de referência, o agente proprietário da usina poderá sazonalizar a Garantia Física correspondente a esse período; caso não o faça, a sazonalização será *flat*.

Para as usinas com final de concessão durante o ano de referência, desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência, terão suas Garantias Físicas Sazonalizadas de forma *flat*. De janeiro até o mês anterior ao mês de final de concessão da usina o agente proprietário da usina poderá sazonalizar sua Garantia Física, devendo o montante em MWh ser proporcional ao período; caso não o faça, a sazonalização da Garantia Física para esse período será *flat*.

Para as usinas que estejam ou iniciem sua operação comercial e que tenham suas Garantias Físicas definidas pelo MME para vigorar durante um determinado mês de apuração, a Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro e a Quantidade de Horas do mês serão proporcionais, considerando apenas os períodos posteriores à vigência dessa Garantia Física.

- 19.1. Conforme ~~regulamentação especifica~~ ~~determina a Resolução Normativa nº 584/13~~, a sazonalização da garantia física para fins de lastro deverá ser uniforme, proporcional à quantidade de horas de cada mês do ano para: Itaipu; usinas de cotas; parcelas de energia de usinas comprometidas com o Proinfa; usinas de Angra I e II; as usinas até o mês de término da fase de motorização; as usinas a partir do mês de final de concessão; as usinas sem declaração de valores nos prazos definidos.

20. A sazonalização da parcela de aumento ou redução de Garantia Física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, corresponde a quantidade sazonalizada pelo agente proprietário da usina. Caso o agente proprietário da usina não realize a sazonalização dessa diferença de Garantia Física da usina, a mesma será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização do restante de sua Garantia Física, conforme as seguintes expressões:

*Se a soma da garantia física sazonalizada a partir do mês de revisão de garantia física for maior do que zero, ou seja,*

$$\sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} > 0, \text{ então:}$$

$$DIF\_GF\_LAS_{p,m} = (GFPOS_p - GFANT_p) * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m * \frac{QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}}{\sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}}$$

*Caso contrário, se*

$$\sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} = 0, \text{ então:}$$

$$DIF\_GF\_LAS_{p,m} = (GFPOS_p - GFANT_p) * M\_HORAS_m$$

Onde:

$DIF\_GF\_LAS_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFANT_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”, anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$GFPOS_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”, posterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

A sazonalização da parcela de aumento ou redução de garantia física realizada pelo agente é representada no mesmo acrônimo "QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub>", considerando o montante de garantia física já sazonalizado como mínimo no caso de aumento e como máximo no caso de redução.

Caso o aumento ou redução da Garantia Física ocorra durante um determinado mês e o agente proprietário da usina não realize a sazonalização da diferença dentro dos prazos estabelecidos em Procedimento de Comercialização específico, essa diferença será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização do restante de Garantia Física da usina, respeitando a proporcionalidade de horas de cada mês.

21. A Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somada a diferença referente a aumento ou redução, limitada a disponibilidade de Garantia Física sazonalizada e a Potência da usina no mês, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_GF\_LIM_{p,m} = \min(\max(0; QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_LAS_{p,m}); CAP\_T_p * M\_HORAS_m)$$

Onde:

QM\_GF\_LIM<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

DIF\_GF\_LAS<sub>p,m</sub> é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

CAP\_T<sub>p</sub> é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina "p"

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração "m"

22. O Total de Garantia Física Sazonalizada considerando o aumento ou redução de garantia física a partir da data de revisão até o final do ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_GF\_LIM_{p,f} = \sum_{m \in CMNGFF} (QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_LAS_{p,m})$$

Onde:

TOT\_GF\_LAS<sub>p,f</sub> é o Total de Garantia Física sazonalizada para fins de Lastro considerando a diferença do aumento ou redução a partir da revisão da garantia física da parcela de usina "p", no ano de referência "f"

QM\_GF\_LAS\_PRE<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$DIF\_GF\_LAS_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

23. O Total de Garantia Física Limitada a Potência e a disponibilidade de garantia física sazonalizada da usina, acumulado a partir da revisão de garantia física até o final do ano de referência, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_GF\_LIM_{p,f} = \sum_{m \in CMNGFF} QM\_GF\_LIM_{p,m}$$

Onde:

$TOT\_GF\_LIM_{p,f}$  Total de Garantia Física Limitada a Potência e a disponibilidade de garantia física sazonalizada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$QM\_GF\_LIM_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

24. A Quantidade de Garantia Física Remanescente Não ajustada no ano de referência em função da revisão da garantia física da usina é calculada conforme a seguinte expressão:

Se

$$TOT\_GF\_LAS_{p,f} > 0, \text{ então:}$$

$$QGF\_REM_{p,f} = \min \left( TOT\_GF\_LAS_{p,f}; CAP\_T_p * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m \right) - TOT\_GF\_LIM_{p,f}$$

Caso contrário:

$$QGF\_REM_{p,f} = \max \left( TOT\_GF\_LAS_{p,f}; (-TOT\_GF\_LIM_{p,f}) \right)$$

Onde:

$QGF\_REM_{p,f}$  é a Quantidade de Garantia Física Remanescente não ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$TOT\_GF\_LAS_{p,f}$  é o Total de Garantia Física sazonalizada para fins de Lastro considerando a diferença do aumento ou redução a partir da revisão da garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$TOT\_GF\_LIM_{p,f}$  Total de Garantia Física Limitada a Potência e a disponibilidade de garantia física sazonalizada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

25. O Espaço para alocação de Garantia Física Remanescente em cada mês a partir da revisão de Garantia Física é calculado conforme a seguinte expressão:

*Se a revisão de Garantia Física for positiva, ou seja,  $DIF\_GF\_LAS_{p,m} > 0$ , então:*

$$ESP\_ALOC_{p,m} = (CAP\_T_p * M\_HORAS_m) - QM\_GF\_LIM_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$ESP\_ALOC_{p,m} = QM\_GF\_LIM_{p,m}$$

Onde:

ESP\_ALOC<sub>p,m</sub> é o Espaço para Alocação de garantia física remanescente não ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

CAP\_T<sub>p</sub> é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

QM\_GF\_LIM<sub>p,m</sub> é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

26. O Montante de Garantia Física Remanescente a ser Ajustada em cada mês a partir da revisão de garantia física é calculado conforme as seguintes expressões:

$$GF\_REM\_AJU_{p,m} = QGF\_REM_{p,f} * \frac{ESP\_ALOC_{p,m}}{\sum_{m \in CMNGFF} ESP\_ALOC_{p,m}}$$

Onde:

GF\_REM\_AJU<sub>p,m</sub> é a Garantia Física Remanescente Ajustada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

QGF\_REM<sub>p,f</sub> é a Quantidade de Garantia Física Remanescente não ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

ESP\_ALOC<sub>p,m</sub> é o Espaço para Alocação de garantia física remanescente não ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

27. A Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior para usinas sem revisão de garantia física no ano de referência. Para usinas com revisão de garantia física será a Garantia Física Sazonalizada Ajustada em função do aumento ou redução da Garantia Física da usina, conforme a seguinte expressão:

*Se a usina teve revisão de garantia física durante o ano de referência, então:*

$$QM\_GF\_LAS_{p,m} = QM\_GF\_LIM_{p,m} + GF\_REM\_AJU_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$QM\_GF\_LAS_{p,m} = QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}$$

Onde:

$QM\_GF\_LAS_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_LAS\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_LIM_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Limitada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF\_REM\_AJU_{p,m}$  é a Garantia Física Remanescente Ajustada a partir da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

28. O Total de Garantia Física para fins de Lastro não ajustada no ano de referência é calculado, no mês em que ocorre a revisão de garantia física, conforme a seguinte expressão:

*Se a revisão de Garantia Física for positiva, ou seja,  $DIF\_GF\_LAS_{p,m} > 0$ , então:*

$$TGF\_LNAJU_{p,f} = \max \left( 0; TOT\_GF\_LAS_{p,f} - \left( CAP\_T_p * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m \right) \right)$$

*Caso contrário:*

$$TGF\_LNAJU_{p,f} = \min(0; TOT\_GF\_LAS_{p,f})$$

Onde:

$TGF\_LNAJU_{p,f}$  é a Total de Garantia Física para fins de Lastro Não Ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$TOT\_GF\_LAS_{p,f}$  é o Total de Garantia Física sazonalizada para fins de Lastro considerando a diferença do aumento ou redução a partir da revisão da garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“m” corresponde ao mês em que ocorre revisão da Garantia Física da usina

#### 4.1.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

Garantia Física	
$GF_p$	<p>Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III</p>
	<p>Descrição</p>

Unidade	MW médio
Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Horas no Mês

<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### Quantidade de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro

<b>GF_SAZ_LAS<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Capacidade Instalada Total

<b>CAP_T<sub>p</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total da usina “p”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

### 4.1.3. Dados de Saída da Sazonalização de Garantia Física para fins de Lastro

#### Quantidade Mensal de Garantia Física para fins de Lastro

<b>QM_GF_LAS<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins de Lastro da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**TGF\_LNAJU<sub>p,f</sub>** Total de Garantia Física para fins de Lastro Não Ajustada

Descrição	Total de Garantia Física para fins de Lastro Não Ajustada em função da revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### 4.2. ANEXO II – Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE

##### Objetivo:

Determinar a quantidade sazonalizada de Garantia Física para fins do MRE, das usinas que participam desse mecanismo.

##### Contexto:

Para os perfis de agentes proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE. A [Figura 23](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

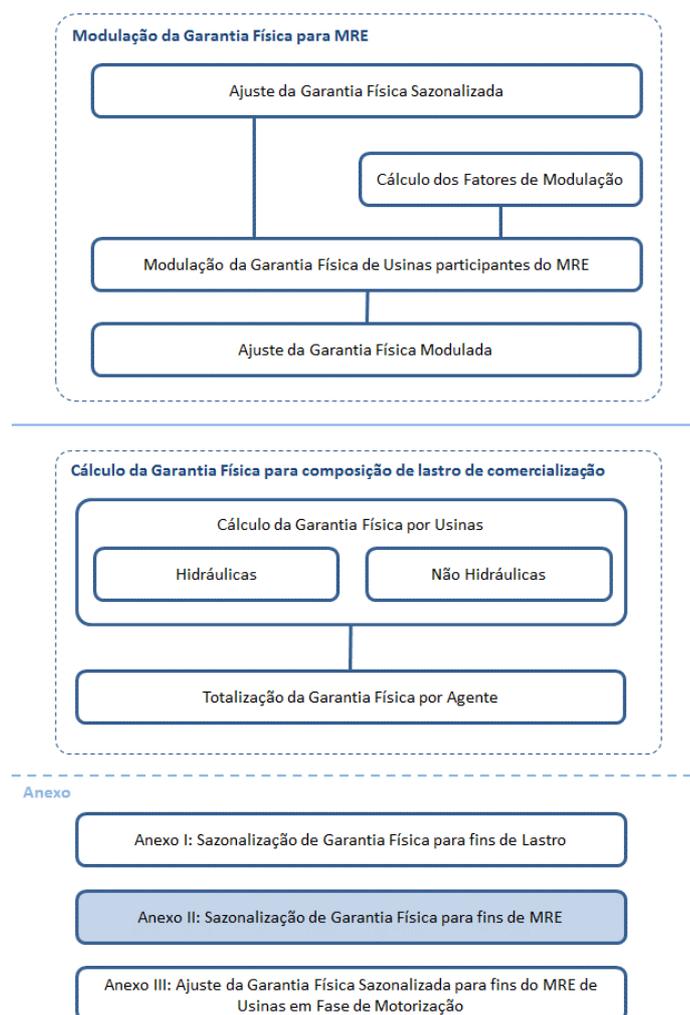


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

#### 4.2.1. Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE

A sazonalização de Garantia Física para fins do MRE é calculada conforme as seguintes expressões:

29. Para as usinas que realizaram a sazonalização de suas Garantias Físicas para fins de aplicação do MRE, a Garantia Física Preliminar é determinada pela garantia física sazonalizada pelo agente proprietário, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_GF\_PRE_{p,m} = GF\_SAZ_{p,m}$$

Onde:

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF\_SAZ_{p,m}$  é Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE definida pelo agente proprietário da parcela de usina “p”, para o mês de apuração “m”

30. Para as usinas que não sazonalizaram suas Garantias Físicas para fins de aplicação do MRE, a Garantia Física Preliminar é determinada conforme curva de sazonalização das usinas que efetuaram sazonalização, de acordo com a expressão a seguir:

$$QM\_GF\_PRE_{p,m} = GF_p * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m * F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$$

Onde:

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$  é o Fator de Sazonalização do MRE Ponderado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Para as usinas com final de concessão durante o ano de referência, que não sazonalizarem suas garantias físicas de janeiro até o mês anterior ao mês de final de concessão, tanto a quantidade de horas quanto o fator de sazonalização do MRE serão proporcionais para esse intervalo. A mesma proporcionalidade também é feita para a sazonalização da garantia física desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência. Este tratamento é dado para garantir que o montante em MWh seja proporcional a cada um desses períodos (antes e depois do final de concessão).

Para as usinas que aderirem ao MRE ao longo de um mês de apuração de um determinado ano de referência, a quantidade de horas será proporcional ao intervalo correspondente desde a data de entrada no MRE até dezembro do ano de referência.

30.1. Usinas que não podem sazonalizar suas Garantias Físicas – Itaipu, usinas cotistas de que trata a Lei nº 12.783/2013, usinas submotorizadas, usinas com final de concessão no ano de referência, desde o mês de final de concessão até dezembro do ano de referência, usinas sem declaração nos prazos definidos e demais usinas que assim optarem. Essas usinas têm os montantes sazonalizados determinados a partir dos valores informados pelos demais agentes, ou seja, a sazonalização dessas usinas seguirá o perfil de sazonalização das usinas que declararam os montantes.

30.2. O perfil de sazonalização médio dos agentes que declararam é definido considerado o Montante médio da garantia física sazonalizada para fins do MRE das usinas que sazonalizaram suas garantias físicas em dezembro para o ano de referência conforme a seguinte expressão:

$$GF\_SAZ\_MED_m = \frac{\sum_{p \in GFMRE} GF\_SAZ_{p,m}}{M\_HORAS_m}$$

Onde:

$GF\_SAZ\_MED_m$  é Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração “m”

$GF\_SAZ_{p,m}$  é Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE definida pelo agente proprietário da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“GFMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, hidráulicas participantes do MRE com livre arbítrio de sazonalização de suas Garantias Físicas e que optaram por sazonalizar para fins do MRE

30.3. O fator de sazonalização do MRE conforme curva de sazonalização das usinas que sazonalizaram, utilizado para definir a sazonalização de garantia física para fins do MRE das usinas que não realizaram declaração de sazonalização, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_MRE_m = \frac{\sum_{p \in GFMRE} GF\_SAZ_{p,m}}{\sum_{m \in f} \sum_{p \in GFMRE} GF\_SAZ_{p,m}}$$

Onde:

$F\_SAZ\_MRE_m$  é o Fator de Sazonalização do MRE no mês de apuração “m”

$GF\_SAZ_{p,m}$  é Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE definida pelo agente proprietário da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“GFMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, hidráulicas participantes do MRE com livre arbítrio de sazonalização de suas Garantias Físicas e que optaram por sazonalizar para fins do MRE

30.4. O fator de sazonalização do MRE ponderado conforme curva de sazonalização das usinas que sazonalizaram, utilizado para definir a sazonalização de garantia física para fins do MRE das usinas que não realizaram declaração de sazonalização, é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m} = \frac{F\_SAZ\_MRE_m}{\sum_{m \in CMPVA} F\_SAZ\_MRE_m}$$

Onde:

$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$  é o Fator de Sazonalização do MRE Ponderado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_SAZ\_MRE_m$  é o Fator de Sazonalização do MRE no mês de apuração “m”

“CMPVA” é o conjunto de meses “m”, a partir da data em que a parcela de usina “p”, entrou em operação comercial no ano ou teve início ou termino de concessão

### Importante:

Se nenhuma usina sazonalizar sua Garantia Física o Fator de Sazonalização do MRE será proporcional as horas de cada mês em relação ao ano, para dar o efeito de sazonalização *flat*.

O cálculo do fator de sazonalização do MRE será realizado uma vez por ano, após a conclusão da declaração de sazonalização da garantia física para fins do MRE.

Para as usinas que ingressarem no MRE durante o ano civil, fora do período de sazonalização de Garantia Física, esse fator de sazonalização será proporcional ao período remanescente do ano de referência.

31. A sazonalização da parcela de aumento ou redução de Garantia Física estabelecida em legislação específica, com início de vigência durante o ano de referência, será calculada conforme o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE, de acordo com as seguintes expressões:

$$DIF\_GF\_MRE_{p,m} = (GFPOS_p - GFANT_p) * \sum_{m \in CMNGFF} M\_HORAS_m * \frac{F\_SAZ\_MRE_m}{\sum_{m \in CMNGFF} F\_SAZ\_MRE_m}$$

Onde:

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFANT_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”, anterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$GFPOS_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”, posterior ao aumento ou redução de Garantia Física

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

$F\_SAZ\_MRE\_P_{p,m}$  é o Fator de Sazonalização do MRE Ponderado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“CMNGFF” é o conjunto de meses da nova Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

Para as usinas com revisões de Garantia Física durante um determinado mês de comercialização, a diferença correspondente a um aumento ou redução de Garantia Física será sazonalizada seguindo o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE, respeitando a proporcionalidade de horas de cada mês.

32. A Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somadas as diferenças referentes ao aumento ou redução da Garantia Física da usina. O cálculo desse acrônimo pode resultar em valores mensais negativos que precisam ser ajustados de modo a não impactar a curva de sazonalização do MRE.
- 32.1. A Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somada a diferença referente a aumento ou redução da Garantia Física da usina, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_GF\_NA_{p,m} = QM\_GF\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_MRE_{p,m}$$

Onde:

$QM\_GF\_NA_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar Não Ajustada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

33. Caso ocorra redução da garantia física de uma determinada usina e se existir, a partir do mês de redução, algum mês cuja Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE ( $QM\_GF\_PRE_{p,m}$ ) seja zero, todo o montante de redução será considerado no processo de sazonalização do ano seguinte, não havendo ajuste no ano de referência.
34. Para as usinas que tiveram revisão de garantia física e que apresentarem valor negativo na garantia física sazonalizada não ajustada ( $QM\_GF\_NA_{p,m}$ ) em algum mês a partir do mês de revisão até o final do ano de referência, é preciso calcular o fator de ajuste da garantia física sazonalizada não ajustada.
- 34.1. O cálculo do Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada não Ajustada é realizado para cada mês a partir do mês de revisão da garantia física até o final do ano de referência, de acordo com a seguinte expressão:

$$F\_AJU\_GF_{p,m} = 1 - \frac{QM\_GF\_NA_{p,m}}{DIF\_GF\_MRE_{p,m}}$$

Onde:

$F\_AJU\_GF_{p,m}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada em função de revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a Diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_NA_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

34.2. A Diferença da Garantia Física sazonalizada para fins do MRE deve ser ajustada a partir da aplicação do Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada ( $F\_AJU\_GF_{p,m}$ )

34.2.1. Será adotado o menor valor calculado do Fator Ajuste da Garantia Física Sazonalizada ( $F\_AJU\_GF_{p,m}$ ) calculado a partir do mês da garantia física até o final de referência.

34.2.2. A diferença da Garantia Física para fins do MRE Ajustada no ano de referência é denominada conforme a seguinte expressão:

$$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m} = DIF\_GF\_MRE_{p,m} * F\_AJU\_GF_{p,m^*}$$

Onde:

$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$  é a Diferença da Garantia Física para fins do MRE Ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_AJU\_GF_{p,m}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física Sazonalizada em função de revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“m\*” é o mês que apresentou o menor fator de ajuste da garantia física sazonalizada não ajustada para fins do MRE no período entre a data de revisão de garantia física da usina e o final do ano de referência

35. A Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE corresponde a Garantia Física Sazonalizada Preliminar, apurada em dezembro do ano anterior, somada a diferença referente a aumento ou redução da Garantia Física da usina se for o caso, conforme a seguinte expressão:

*Para usinas que não tiveram revisão de garantia física no ano de referência ou para usinas que apresentaram redução da garantia física e que apresentem, a partir do mês de redução, algum mês cuja Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE ( $QM\_GF\_PRE$ ) seja zero, então:*

$$QM\_GF_{p,m} = QM\_GF\_PRE_{p,m}$$

*Para usinas com revisão de garantia física no ano de referência e que não apresentaram Garantia Física Sazonalizada não Ajustada com Valor Negativo ou tiveram aumento de garantia física, então:*

$$QM\_GF_{p,m} = QM\_GF\_NA_{p,m}$$

*Para as demais usinas:*

$$QM\_GF_{p,m} = \max(0; QM\_GF\_PRE_{p,m} + DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m})$$

Onde:

$QM\_GF_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_PRE_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Preliminar para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_NA_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada Não Ajustada para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$  é a Diferença da Garantia Física para fins do MRE a ser Ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

36. A Quantidade de Garantia Física para fins do MRE não ajustada devido ao montante de Garantia Física revisada sazonalizada ser maior do que a Garantia Física original da usina sazonalizada para cada mês do ano de apuração é calculada conforme a seguinte expressão:

*Para as usinas que tiveram revisão de garantia física e que apresentaram algum valor negativo na garantia física sazonalizada não ajustada ( $QM\_GF\_NA_{p,m}$ ) em algum mês a partir do mês de revisão até o final do ano de referência, então:*

$$QM\_GF\_NAJU_{p,m} = DIF\_GF\_MRE_{p,m} - DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$$

*Para as demais usinas:*

$$QM\_GF\_NAJU_{p,m} = 0$$

Onde:

$QM\_GF\_NAJU_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE Não Ajustada em função de revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE_{p,m}$  é a diferença entre a Garantia Física antes do aumento ou redução e a nova Garantia Física para fins do MRE da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$DIF\_GF\_MRE\_AJU_{p,m}$  é a Diferença da Garantia Física para fins do MRE a ser Ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, da última rodada do cálculo iterativo

37. O Total de Garantia Física para fins de Lastro não ajustada no ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$TGF\_NAJU_{p,f} = \sum_{m \in f} QM\_GF\_NAJU_{p,m}$$

Onde:

$TGF\_NAJU_{p,f}$  é a Total de Garantia Física para fins do MRE Não Ajustada em função de revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”

$QM\_GF\_NAJU_{p,m}$  é a Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE Não Ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

#### 4.2.2. Dados de Entrada da Sazonização de Garantia Física para fins do MRE

<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração "m"
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Garantia Física sazonalizada para fins do MRE</b>		
<b>GF_SAZ<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", para o mês de apuração "m".
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.2.3. Dados de Saída da Sazonização de Garantia Física para fins do MRE

<b>Quantidade Mensal de Garantia Física para fins do MRE</b>		
<b>QM_GF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal de Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas</b>		
<b>GF_SAZ_MED<sub>m</sub></b>	Descrição	Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração "m"
	Unidade	MW médio

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Garantia Física para fins do MRE Não Ajustada</b>		
<b>TGF_NAJU<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Total de Garantia Física para fins do MRE Não Ajustada em função de revisão de garantia física da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Negativo ou Zero

#### 4.3. ANEXO III – Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização

##### Objetivo:

Determinar o fator de ajuste da Garantia Física sazonalizada para fins do MRE de usinas em fase de motorização.

##### Contexto:

Este anexo aplica-se aos perfis de agentes proprietários de usinas hidráulicas participantes do MRE. A [Figura 24](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

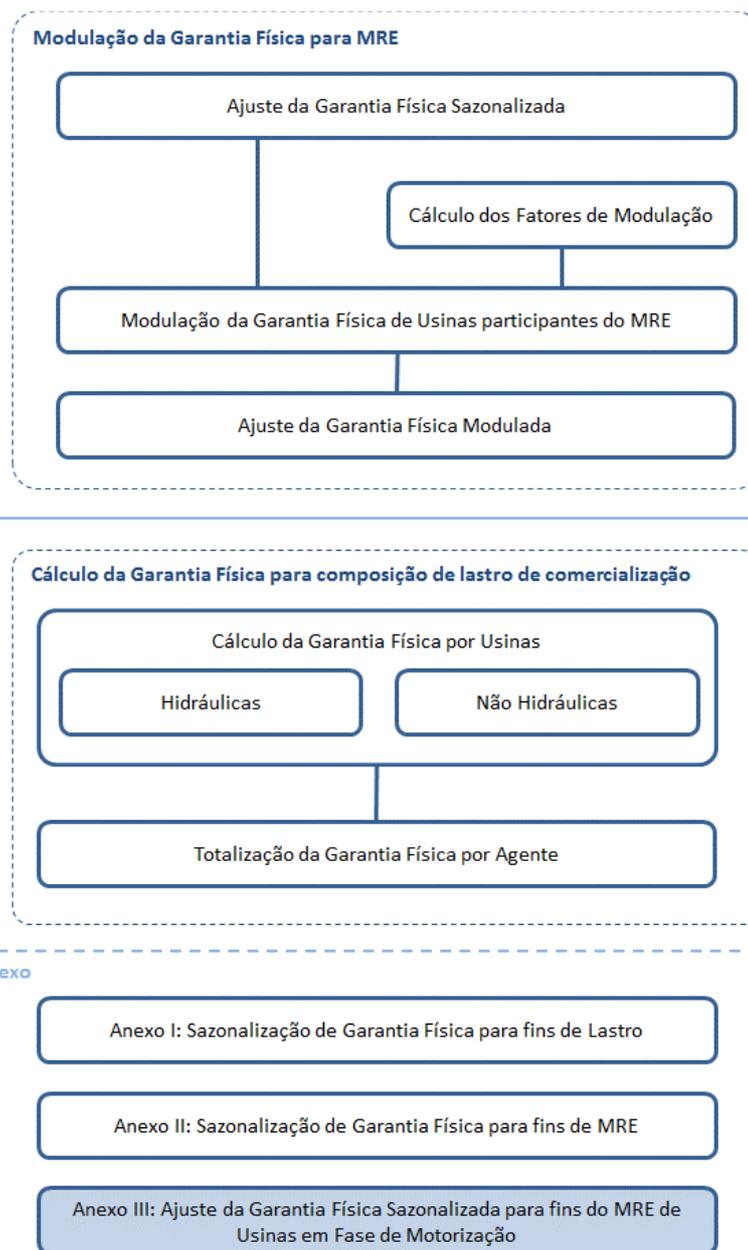


Figura 24: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Garantia Física”

#### 4.3.1. Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização

O Ajuste da Garantia Física Sazonalizada para fins do MRE de usinas em fase de motorização é calculado conforme os seguintes comandos e expressões:

38. ~~Regulamentação específica~~ ~~Resolução Normativa nº 584/2013~~ estabeleceu prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, bem como para sazonalização da energia vinculada referente à Usina Hidrelétrica de Itaipu.
39. ~~A Resolução Normativa nº 601/2014 aprovou alteração das REGRAS aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - CliqCEE, as quais incluíram as diretrizes definidas na REN nº 584.~~

~~40.39.~~ A regulamentação específica A-REN nº 584, que estabelece prazos e condições para sazonalização e modulação de garantia física de usinas de geração de energia elétrica, tanto para fins de lastro, como para alocação de energia do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, determina ~~o seguinte em seu art. 3º que:~~

~~40.1.39.1.~~ No inciso I, § 1º do Artigo 3º é e Estabelece ~~ido~~ que a soma dos valores mensais de garantia física sazonalizada em MWh não pode ser superior ao valor de garantia física anual em MWh. ~~No § 3º e inciso III, diz~~ E que a sazonalização para fins de alocação de energia no MRE seguirá o perfil de sazonalização dos demais agentes participantes do MRE para as usinas em fase de motorização durante o ano de referência, devendo ser compatível com o montante de garantia física das unidades geradoras instaladas.

~~41.40.~~ De modo a assegurar que usinas em fase de motorização tenham, no ano de referência, o montante de energia correspondente à sua garantia física proporcional à parcela da usina em operação comercial, é necessário calcular um ajuste ~~de acordo com o Despacho 2.989/2014~~. Isso ocorre porque a curva de sazonalização de garantia física para o MRE em um determinado ano é definida com base em um fator de sazonalização que representa a curva das demais usinas participantes do MRE, multiplicada por um fator comercial.

~~42.41.~~ Portanto, o acréscimo de garantia física para o ano de referência correspondente a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora da usina é calculado conforme as seguintes expressões:

*Se ocorrer a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora no mês de apuração "m" e se no contrato de concessão ou o ato regulatório da parcela de usina "p" conter informações referentes à Garantia Física de Motorização, então:*

$$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} = (GFIS\_MOT_{p,n} - GFIS\_MOT_{p,n-1}) * \sum_{m \in MXOPCOM} HORAS\_VIG_{p,i,m}$$

*Se ocorrer a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora no mês de apuração "m" e se no contrato de concessão ou o ato regulatório da parcela de usina "p" **Não** conter informações referentes à Garantia Física de Motorização e se,*

$$TOGU_{p,j} \leq NUB_p$$

*Então:*

$$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} = GF_p * \min\left(1; \frac{CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}}\right) * \sum_{m \in MXOPCOM} HORAS\_VIG_{p,i,m}$$

*Caso contrário:*

$$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} = 0$$

Onde:

$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física de uma nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição "i", da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina "p", referente às "n" unidades geradoras em operação comercial

HORAS\_VIG<sub>p,i,m</sub> é a quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

GF<sub>p</sub> é a Garantia Física da parcela de usina “p”

TOGU<sub>p,j</sub> é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

NUB<sub>p</sub> é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

CAP<sub>i,j</sub> é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP\_T\_GF<sub>p,j</sub> é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“MXOPCOM” é o conjunto de meses com início no mês de apuração “m” em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

“j” corresponde ao período de comercialização em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i” entrou em operação comercial, da parcela de usina “p”

“i” é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

### **Importante:**

Caso a entrada em operação comercial de uma nova unidade geradora ocorra na metade de um determinado mês, a quantidade horas para compor o acréscimo de garantia física em operação comercial deverá ser considerado de forma proporcional no mês, a partir do início de vigência da operação comercial até o final do ano de referência.

Caso ocorra a entrada em operação de mais de uma unidade geradora no mesmo período de comercialização os acrônimos AC\_GFIS\_SAZ<sub>p,i,m</sub> e HORAS\_VIG<sub>p,i,m</sub> serão vinculados ao ponto de medição associado a unidade geradora que for identificada como sendo a última a entrar em operação na hora. Ou seja, o ponto de medição “i” será o associado a última unidade geradora que entrou em operação comercial no período de comercialização.

**42.1.41.1.** O montante de garantia física correspondente a nova unidade geradora em operação comercial deve ser sazonalizado seguindo o perfil de sazonalização das usinas participantes do MRE. Além de respeitar o perfil de sazonalização das usinas do MRE, é preciso garantir que a sazonalização seja proporcional ao intervalo a partir da data em que a nova unidade geradora entrou em operação comercial até o final do ano de referência, conforme os seguintes comandos e expressões:

**42.1.1.41.1.1.** O fator de sazonalização da garantia física média sazonalizada para o MRE é apurado a partir da vigência da operação comercial da nova unidade geradora até o final do ano de referência, conforme a seguinte expressão:

Se  $\sum_{m \in MXOPCOM} GF\_SAZ\_MED_m > 0$ , então:

$$F\_SAZ\_MED_{p,i,m} = \frac{GF\_SAZ\_MED_m}{\sum_{m \in MXOPCOM} GF\_SAZ\_MED_m}$$

Caso contrário:

$$F\_SAZ\_MED_{p,i,m} = 1$$

Onde:

$F\_SAZ\_MED_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física Média para a parcela de usina “p”, da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, no mês de apuração “m”

$GF\_SAZ\_MED_m$  é Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração “m”

“MXOPCOM” é o conjunto de meses com início no mês de apuração “m”, em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

“i” é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

42.1.2.41.1.2. O Fator de proporção de horas de vigência a partir da data de entrada em operação comercial da nova unidade geradora até o final do ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m} = \frac{HORAS\_VIG_{p,i,m}}{\sum_{m \in MXOPCOM} HORAS\_VIG_{p,i,m}}$$

Onde:

$F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de Proporção de Horas de Vigência para a parcela de usina “p”, a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, no mês de apuração “m”

$HORAS\_VIG_{p,i,m}$  é a quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“MXOPCOM” é o conjunto de meses com início no mês de apuração “m” em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

“i” é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

42.2.41.2. O Fator de sazonalização da garantia física da nova unidade geradora em operação comercial da usina em fase de motorização no ano de referência é calculado conforme a seguinte expressão:

$$F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m} = \frac{(F\_SAZ\_MED_{p,i,m} * F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m})}{\sum_{m \in MXOPCOM} (F\_SAZ\_MED_{p,i,m} * F\_HORAS\_OPCOM_{p,i,m})}$$

Onde:

$F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física em Operação Comercial para o MRE da parcela de usina “p”, da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, no mês de apuração “m”

$F\_SAZ\_MED_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física Média para a parcela de usina “p”, da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, no mês de apuração “m”

$F\_HORAS\_OP_{p,i,m}$  é o Fator de proporção de horas de vigência para a parcela de usina “p”, a partir da entrada em operação comercial da nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, no mês de apuração “m”

“MXOPCOM” é o conjunto de meses com início no mês de apuração “m” em que uma nova unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, entrou em operação comercial e fim no último mês do ano de referência

“i” é o ponto de medição associado a nova unidade geradora em operação comercial

**42.3.41.3.** O Acréscimo de garantia física sazonalizado de novas unidades geradoras em operação comercial é calculado conforme a seguinte expressão:

$$AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m} = AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m} * F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m}$$

Onde:

$AC\_GFIS\_SAZ_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$AC\_GFIS\_MOT_{p,i,m}$  é o acréscimo de garantia física de uma nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_SAZ\_OPCOM_{p,i,m}$  é o Fator de Sazonalização da garantia física em Operação Comercial para o MRE da parcela de usina “p”, da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, no mês de apuração “m”

“i” é o ponto de medição associado a nova máquina em operação comercial

**43.42.** O Fator que representa o conjunto de unidades geradoras em operação comercial da usina no seu primeiro período de comercialização no ano de referência, anterior a entrada em operação comercial de novas unidades geradoras, é calculado conforme as seguintes expressões:

*Se no contrato de concessão ou o ato regulatório da parcela de usina “p” conter informações referentes à Garantia Física de Motorização, então:*

$$F\_OPS\_ANT_{p,f} = \frac{GFIS\_MOT_{p,n}}{GF_p}$$

*Caso contrário:*

$$F\_OPS\_ANT_{p,f} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQS} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_OPS\_ANT_{p,f}$  é o Fator de Operação Comercial Desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no seu primeiro período de comercialização no ano de referência

“j” corresponde ao primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina “p”

“n” corresponde as unidades geradoras em operação comercial da parcela de usina

#### **Importante:**

Para usinas que comecem suas atividades de comercialização durante o ano de referência o  $F\_OPS\_ANT_{p,f}$  deverá ser calculado considerando as unidades geradoras que estiverem em operação comercial no seu primeiro período de comercialização no ano de referência (momento da sazonalização de Garantia Física para fins do MRE dessas usinas).

#### **4.3.2. Dados de Entrada do Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização**

		<b>Garantia Física</b>	
<b><math>GF_p</math></b>	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório	
	Unidade	MW médio	
	Fornecedor	MME/EPE	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	
		<b>Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora</b>	
<b><math>HORAS\_VIG_{p,i,m}</math></b>	Descrição	Quantidade de horas da vigência de operação comercial da unidade geradora associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”	
	Unidade	hora	

	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas</b>		
<b>GF_SAZ_MED<sub>m</sub></b>	Descrição	Garantia Física Sazonalizada Média para fins do MRE das usinas que sazonalizaram sua garantia física para o ano de referência, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Anexo II - Sazonalização de Garantia Física para fins do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física de Motorização</b>		
<b>GFIS_MOT<sub>p,n</sub></b>	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

#### 4.3.3. Dados de Saída do Ajuste da Sazonalização da Garantia Física para fins do MRE de Usinas em Fase de Motorização

<b>Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial</b>		
<b>AC_GFIS_SAZ<sub>p,i,m</sub></b>	Descrição	Acréscimo de garantia física sazonalizado da nova unidade geradora em operação comercial associada ao ponto de medição “i”, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Operação Comercial Desconsiderando Suspensão da Usina</b>		
<b>F_OPS_ANT<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Operação Comercial Desconsiderando Suspensão no primeiro período de comercialização no MRE da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## ANEXO VI

### Mecanismo de Realocação de Energia

#### Versão 2021.2.0

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com usinas participantes do MRE.

A produção elétrica de uma usina está diretamente relacionada ao despacho (Conjunto de instruções e de ações para controle da operação de um sistema eletroenergético integrado) centralizado realizado pelo ONS. Esse despacho considera as disponibilidades de cada uma das usinas em condições de operação no Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas usinas são despachadas com o objetivo de minimizar os custos operacionais e visando o menor custo marginal possível, tendo-se em vista as afluências hidrológicas, o armazenamento de água dos reservatórios, os preços ofertados pelas usinas térmicas e as restrições operacionais. Dessa forma, os agentes proprietários de usinas sujeitas ao despacho centralizado pelo ONS não tem controle sobre seu nível de geração, independentemente de seus compromissos de venda de energia realizados com base nas garantias físicas.

Dadas as grandes dimensões territoriais do Brasil, existem também diferenças hidrológicas significativas entre as regiões, ou seja, os períodos secos e úmidos não são coincidentes e, portanto, demandam um fluxo permanente de energia elétrica entre essas regiões. Uma região em período seco deve armazenar água e, dessa forma, produz energia em níveis abaixo da média, enquanto uma região úmida produz acima da média.

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS.

Outro fator que explica a instituição do MRE é a existência de várias usinas em cascata. Nessas usinas, a operação ótima individual não necessariamente corresponde à ótima operação global do sistema. Como o despacho é centralizado, ou seja, como a água é compartilhada por todos e o seu uso não é gerido pelo proprietário da usina, o MRE minimiza e compartilha entre os agentes integrantes o risco de venda de energia em longo prazo.

O MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do SIN. Em outras palavras, o MRE realoca a energia entre os integrantes do “mecanismo”, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

A [Figura 1](#) estabelece a relação entre o módulo de regras referente ao MRE e os demais módulos das regras. De modo simplificado, a energia consolidada das usinas participantes do MRE estabelecida no módulo “Medição Contábil” é confrontada com a garantia física desses empreendimentos, calculada no módulo “Garantia Física” e ajustada para o MRE.

O resultado do processamento do MRE deve ser tratado em função das eventuais exposições entre submercados e também utilizado para apuração das diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP).



Figura 1: Relação do módulo Mecanismo de Realocação de Energia: Relação com o Cálculo de Exposição e Apuração de Diferenças

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Mecanismo de Realocação de Energia - MRE”, esquematizado na [Figura 2](#) abaixo, apresenta as etapas de cálculos necessários para determinar a quantidade de energia que deve ser alocada para cobrir a garantia física das usinas participantes do mecanismo, a quantidade relativa à alocação de energia secundária, bem como o valor financeiro relativo à compensação dos geradores que produziram a energia elétrica realocada:

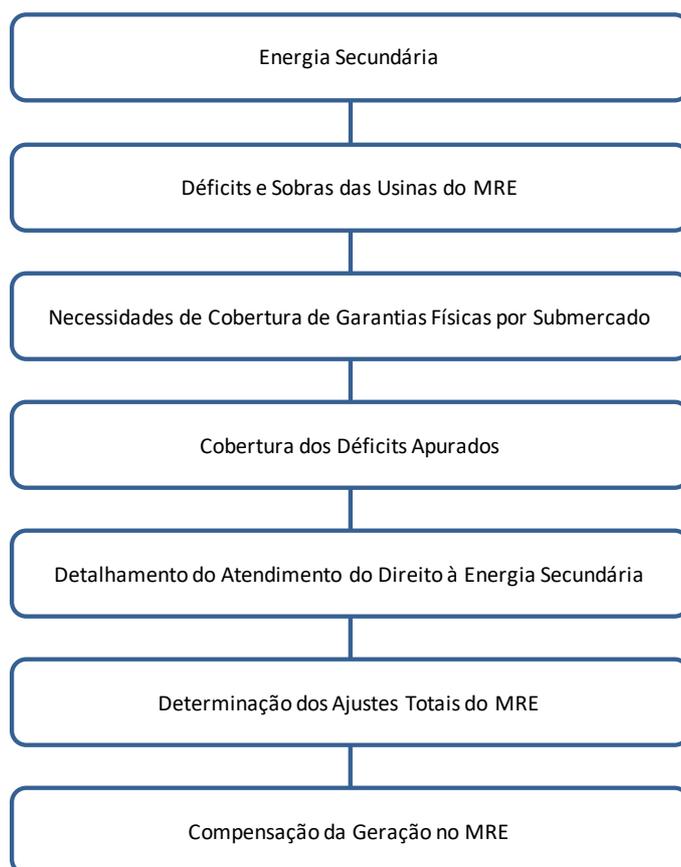


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo desse documento:

- **Energia Secundária:** essa etapa calcula o valor da garantia física ajustada para o MRE e o direito à energia secundária das usinas participantes do MRE.
- **Déficits e Sobras das Usinas do MRE:** define as sobras e déficits de geração das usinas participantes do MRE em relação à sua garantia física.
- **Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado:** determina sobra e déficit totais de geração em relação às garantias físicas do sistema, para cada submercado e período de comercialização.
- **Cobertura dos Déficits Apurados:** essa etapa identifica a quantidade de geração disponível para cobertura de garantia física de usina que apresenta déficit de geração.
- **Atendimento do Direito à Energia Secundária:** essa etapa calcula a sobra disponível para alocação de energia secundária em cada submercado e a cobertura disponível para cada usina participante do MRE.
- **Determinação dos Ajustes Totais do MRE:** essa etapa calcula os ajustes totais representados pelo fluxo de energia apurado no MRE para cada empreendimento participante do mecanismo.
- **Compensação da Geração no MRE:** essa etapa estabelece a compensação financeira a ser realizada por usina em função de sua participação no MRE. A compensação deve ser proporcional à energia recebida ou fornecida ao MRE ao longo de um mês de apuração.

### **1.1.2. MRE**

O Mecanismo de Realocação de Energia é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica realizado pelo ONS.

O MRE busca permitir que todas as usinas participantes atinjam seus níveis de garantia física sob o ponto de vista contábil, independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física associada ao SIN.

### **1.1.3. Participação no MRE**

Esse mecanismo abrange todas as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado, conforme regulamentação vigente, excluídas as energias de teste calculadas no módulo “Medição Contábil” para as usinas em fase de motorização.

Uma usina hidrelétrica com modalidade de despacho tipo II ou III, somente poderá usufruir dos direitos do MRE após emissão de ato regulatório específico para este fim.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs – podem escolher participar do MRE ou não, respeitando os módulos específicos dos Procedimentos de Comercialização (PdCs) que abordam esse tema.

De acordo com a Lei 13.360 de 17 de novembro de 2016, os empreendimentos hidroelétricos não despachados centralizadamente que optarem por participar do MRE somente poderão ser excluídos do referido mecanismo por solicitação própria ou em caso de perda de outorga.

### **1.1.4. Cobertura de Garantia Física e alocação de energia**

Segundo o MRE, cada gerador deverá receber, sob o ponto de vista contábil, seu nível de garantia física calculado. Essa condição deve ocorrer desde que os geradores participantes do MRE, como um todo, produzam, de maneira conjunta, energia suficiente para cobrir toda a garantia física das usinas integrantes do mecanismo.

Se o total da produção destinada ao MRE das usinas participantes for igual à garantia física do MRE, então cada usina terá alocação igual à sua garantia física calculada.

A alocação de energia das usinas com excedente de geração em relação à garantia física para aquelas que apresentaram déficit de geração em relação à garantia física é feita, prioritariamente, entre usinas localizadas em um mesmo submercado, conforme representação gráfica da [Figura 3](#) ~~Figura-3~~.

O eventual excedente remanescente em um submercado é disponibilizado para usinas situadas em submercados deficitários, até o preenchimento dos seus níveis de garantia física.

Destaca-se que, contabilmente, a energia alocada permanece vinculada ao submercado onde ela foi gerada, não havendo transferência física de energia elétrica para o submercado onde se localiza o empreendimento com déficit de geração em relação à garantia física.

Ocorre, portanto, uma transferência de propriedade da energia de uma usina para outra, associada a uma compensação financeira consolidada por agente participante do MRE.

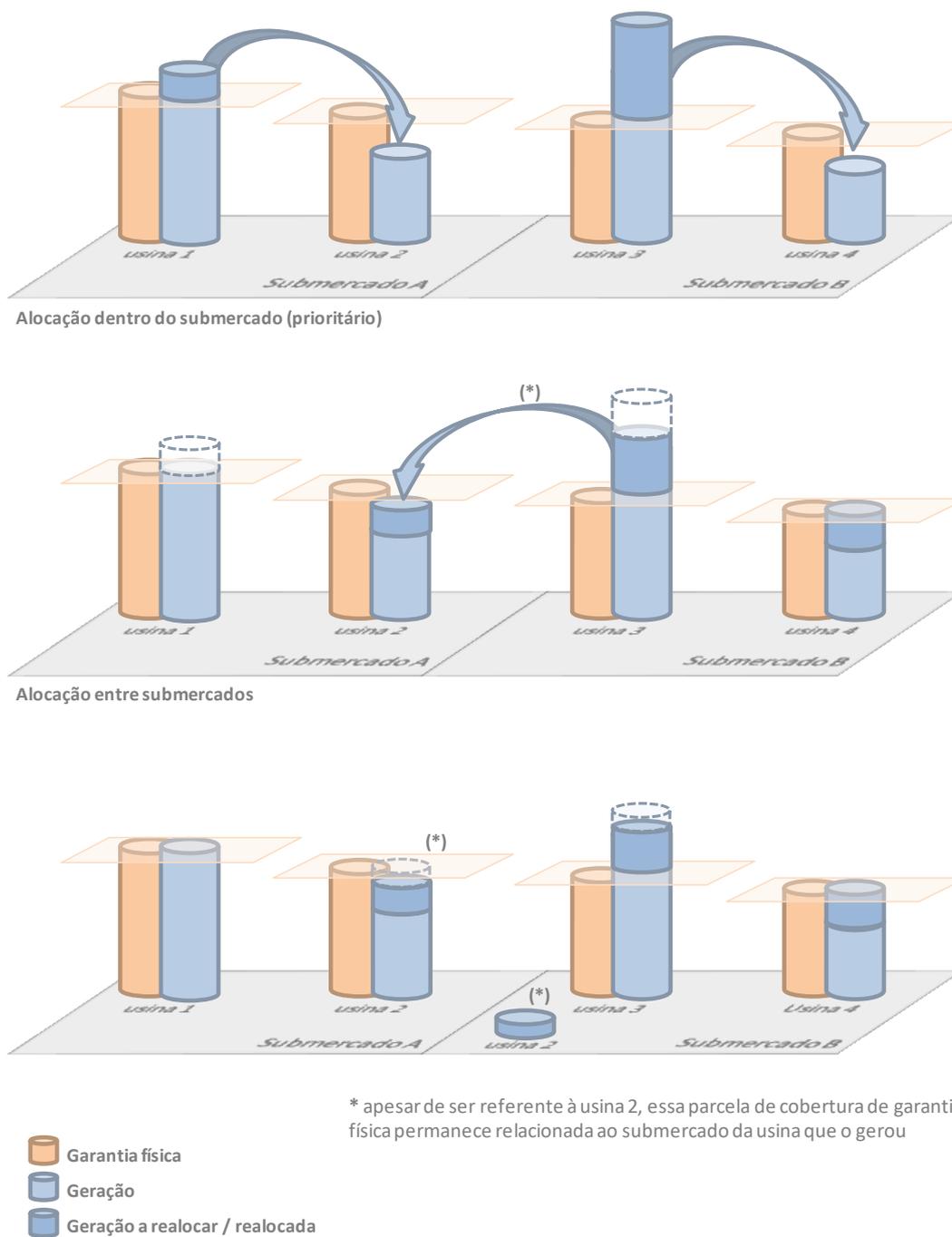


Figura 3: Representação do processo de alocação de energia para cobertura de garantia física

### 1.1.5. Energia Secundária

Caso a produção total de energia elétrica do MRE seja maior do que a garantia física total do MRE, as usinas integrantes possuirão o direito de receber uma parte desse eventual excedente apurado além de suas garantias físicas. Esse excedente é chamado “Energia Secundária” e é alocado a todas as usinas participantes do MRE, na proporção de suas garantias físicas estabelecidas.

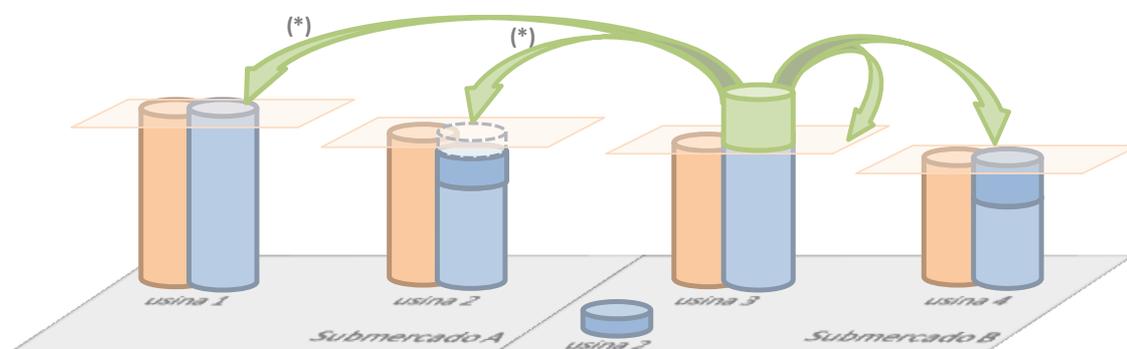
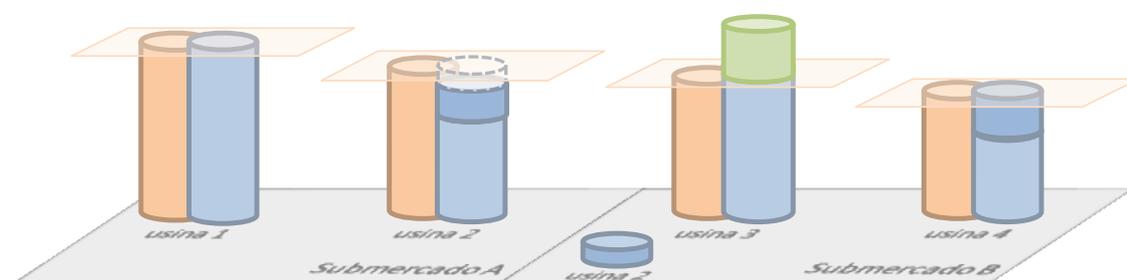
Nesse caso, as usinas que tem produção destinada ao MRE acima de sua garantia física transferem esse excedente ao MRE, para depois receber parte da energia secundária na proporção de sua garantia física.

As usinas que tem produção destinada ao MRE abaixo de sua garantia física recebem do MRE, por sua vez, tanto a complementação de sua garantia física quanto sua parte proporcional da energia secundária.

Assim como a alocação da energia para cobertura de garantia física, a alocação de energia secundária também é realizada prioritariamente dentro do submercado onde foi gerada.

Se, mesmo após a alocação de energia secundária dentro do próprio submercado da usina, esse empreendimento ainda possuir um saldo a receber do direito à energia secundária, a usina recebe essa parcela do direito nos submercados em que houver disponibilidade para atendimento.

Da mesma forma que no processo de cobertura da garantia física no MRE, a energia alocada de energia secundária permanece contabilmente vinculada ao submercado onde ela foi gerada e também está atrelada a uma compensação financeira valorada à TEO.



Alocação dentro do submercado (prioritário) e entre submercados

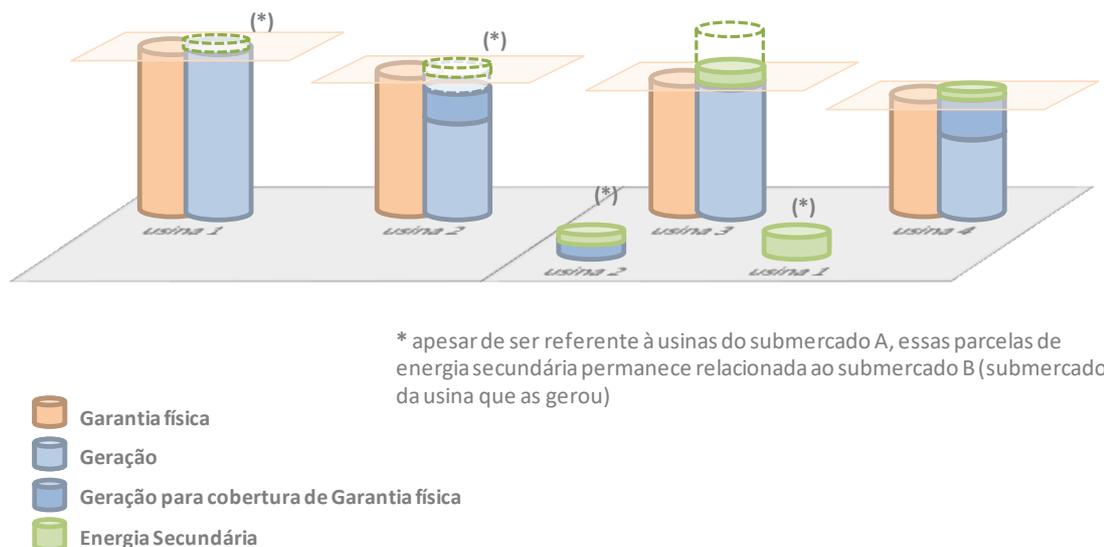


Figura 4: Representação do processo de alocação da energia secundária

### 1.1.6. Compensação dos Custos de Geração

Os custos variáveis, associados à operação (exceto combustível) e compensações financeiras pelo uso da água, referentes à produção de energia que é realocada dentro do MRE, são ressarcidos por meio da tarifa de energia de otimização (TEO) associada a cada usina participante do mecanismo.

Esta tarifa, expressa em R\$/MWh, é estabelecida pela ANEEL e tem por objetivo compensar financeiramente os agentes de geração que fornecem energia ao MRE individualmente. Ela é paga pelos agentes proprietários de usinas participantes do MRE que se tornam receptores líquidos de energia elétrica, seja em função da cobertura de garantia física ou relativo à alocação de energia secundária. Essa compensação ocorre dentro do processo de contabilização da CCEE, na forma de um ajuste na pré-liquidação das empresas.

### 1.1.7. Exposição

A alocação de energia elétrica, para cobertura da garantia física em submercados diferentes daqueles onde se encontram as usinas participantes do MRE, pode acarretar a chamada “exposição à diferença de preços entre submercados”, em função da diferença entre os PLDs apurados nos diferentes submercados.

A alocação de parte dessa energia, em um submercado valorado a um PLD diverso daquele em que se encontra a usina, pode acarretar em ganho ou prejuízo. Ganho ou “exposição positiva”, no caso do PLD ser maior que o estabelecido para o submercado próprio da usina, e prejuízo ou “exposição negativa”, para o caso contrário, em que o PLD estabelecido no submercado onde a usina recebeu parte de sua garantia física é menor que no seu próprio submercado.

Ressalta-se que a alocação de energia elétrica, para cobertura da garantia física em submercados diferentes daquele onde está localizada a usina do agente, possui direito ao alívio dessa exposição. Esse direito ao alívio não se estende para as alocações de energia secundária.

O tratamento do alívio das exposições financeiras decorrentes das trocas de energia no âmbito do MRE é objeto do módulo “Tratamento de Exposições Financeiras” e não será tratado nesse módulo.

## 2. Detalhamento das Etapas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Mecanismo de Realocação de Energia”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Energia Secundária

#### Objetivo:

Determinar a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE e o Direito à Energia Secundária das usinas participantes do MRE.

#### Contexto:

Na primeira etapa do presente módulo, conforme ilustrado na [Figura 5](#), determina-se a garantia física ajustada para o MRE, que é base para a determinação das sobras ou déficits de geração a serem compensados pelo mecanismo. Por fim, essa etapa estabelece o Direito à Energia Secundária de cada usina.

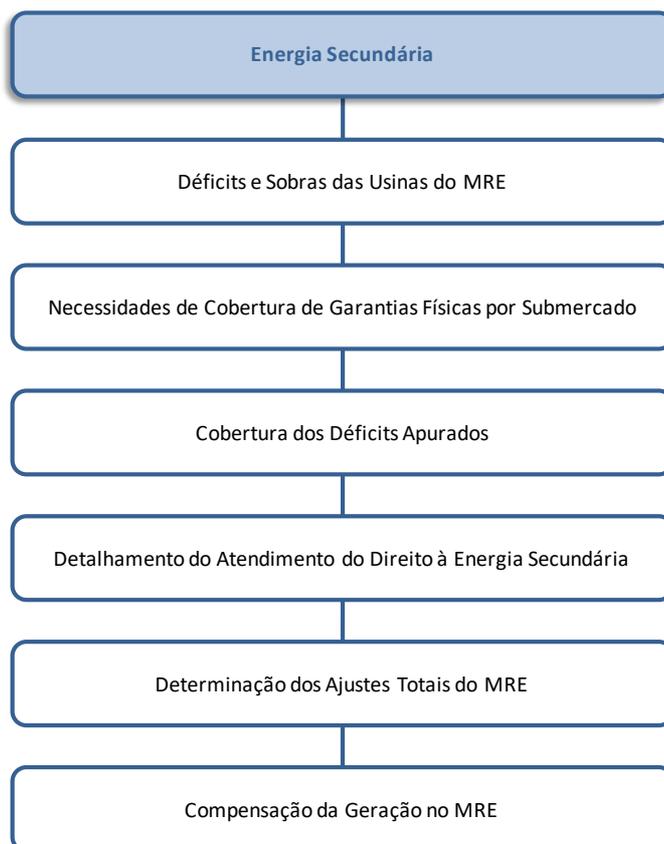


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

### 2.1.1. Detalhamento da Energia Secundária

O processo de cálculo relativo à energia secundária é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. A Garantia Física do MRE, definida por período de comercialização, constitui a referência para determinar a existência de Energia Secundária no período apurado. Tal variável corresponde à garantia física integralizada de todas as usinas participantes do MRE, conforme expressão a seguir:

$$GFIS\_MRE_j = \sum_{p \in PMRE} GFIS\_2_{p,j}$$

Onde:

$GFIS\_MRE_j$  é a Garantia Física do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_2_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, participante do MRE no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

- 1.1. Participam do MRE todas as usinas que possuem ato regulatório específico para este fim ou de acordo com o estabelecido em Procedimentos de Comercialização.
2. O Ajuste do MRE representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física, ambas referentes ao MRE. Calculado por período de comercialização “j”, o Ajuste do MRE sinaliza a existência de Energia Secundária no período em que é apurado, caso o valor seja superior a um. Do contrário, essa relação resulta no fator de ajuste que deve ser aplicado à garantia física das usinas do MRE para possibilitar a cobertura de geração desses empreendimentos. O Ajuste do MRE é dado pela expressão:

$$AJUSTE\_MRE_j = \frac{GMRE_j}{GFIS\_MRE_j}$$

Onde:

$AJUSTE\_MRE_j$  é o Ajuste do MRE no período de comercialização “j”

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_MRE_j$  é a Garantia Física do MRE no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica

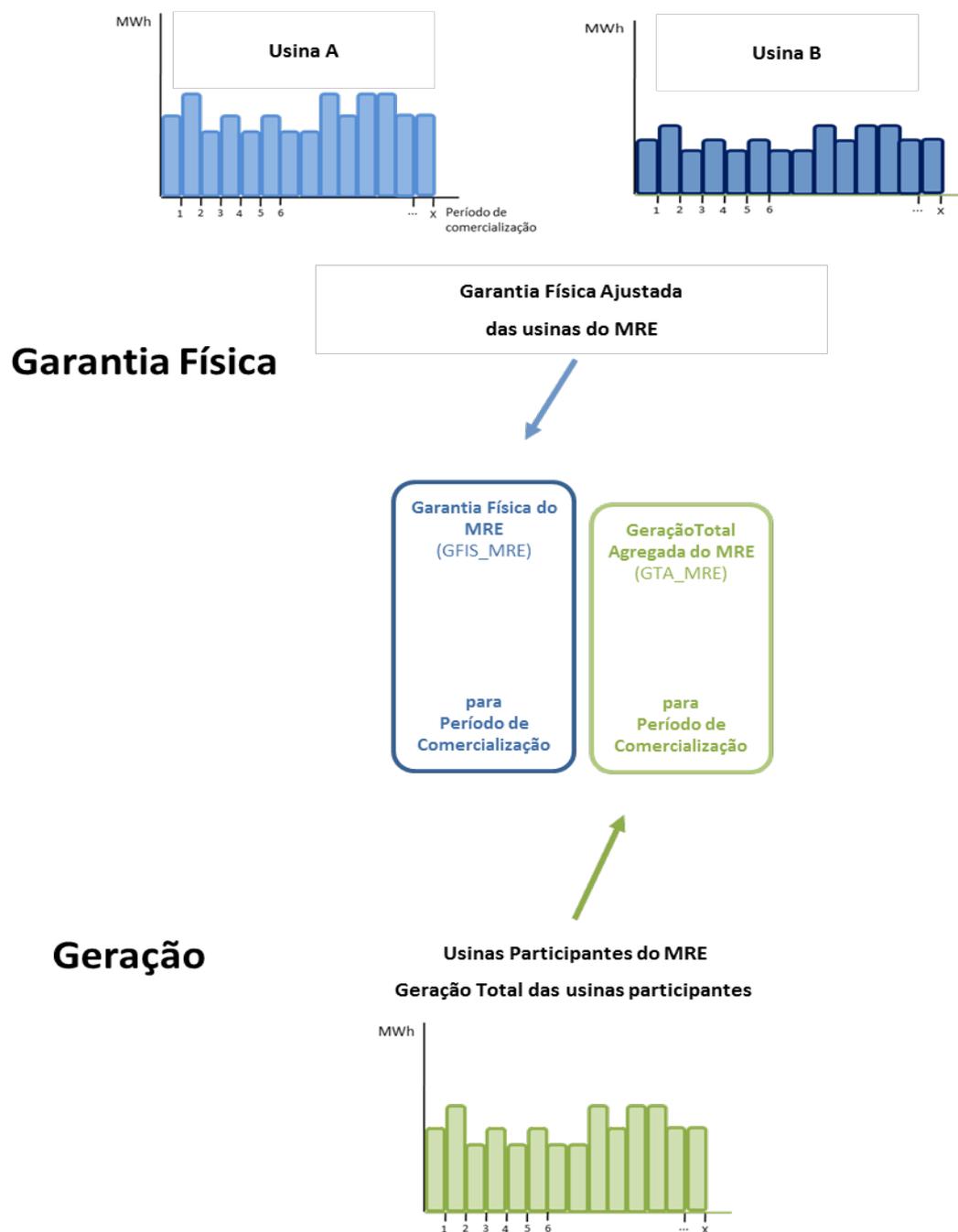


Figura 6: Representação gráfica do processo de determinação do Ajuste do MRE por período de comercialização

3. A existência de Energia Secundária do MRE em um período de comercialização é comprovada quando o valor do Ajuste do MRE no período é superior a um. Seu valor equivale à diferença entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física do MRE, no período de comercialização. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE_j > 1$$

Então:

$$SEC\_MRE_j = GMRE_j - GFIS\_MRE_j$$

Onde:

AJUSTE\_MRE<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE no período de comercialização “j”

SEC\_MRE<sub>j</sub> é a Energia Secundária do MRE no período de comercialização “j”

GMRE<sub>j</sub> é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

GFIS\_MRE<sub>j</sub> é a Garantia Física do MRE no período de comercialização “j”

- 3.1. Para os períodos de comercialização nos quais há Energia Secundária, a Garantia Física Ajustada para as usinas participantes do MRE não sofre novo ajuste em função do mecanismo. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE_j > 1$$

Então:

$$GFIS\_3_{p,j} = GFIS\_2_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE no período de comercialização “j”

GFIS\_3<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

GFIS\_2<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, participante do MRE no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

- 3.2. O Direito à Energia Secundária de cada usina participante do MRE é estabelecido para períodos em que há energia secundária para alocação. O valor de tal direito é definido na proporção da garantia física da usina, ajustada para o MRE, em relação à garantia física do MRE, conforme apresentado na expressão:

Se:

$$AJUSTE\_MRE_j > 1$$

Então:

$$DSEC\_P_{p,j} = SEC\_MRE_j * \frac{GFIS\_3_{p,j}}{GFIS\_MRE_j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$AJUSTE\_MRE_j$  é o Ajuste do MRE no período de comercialização “j”  $DSEC\_P_{p,j}$  é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

$SEC\_MRE_j$  é a Energia Secundária do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_MRE_j$  é a Garantia Física do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_3_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p,” participantes do MRE

## Representação Gráfica

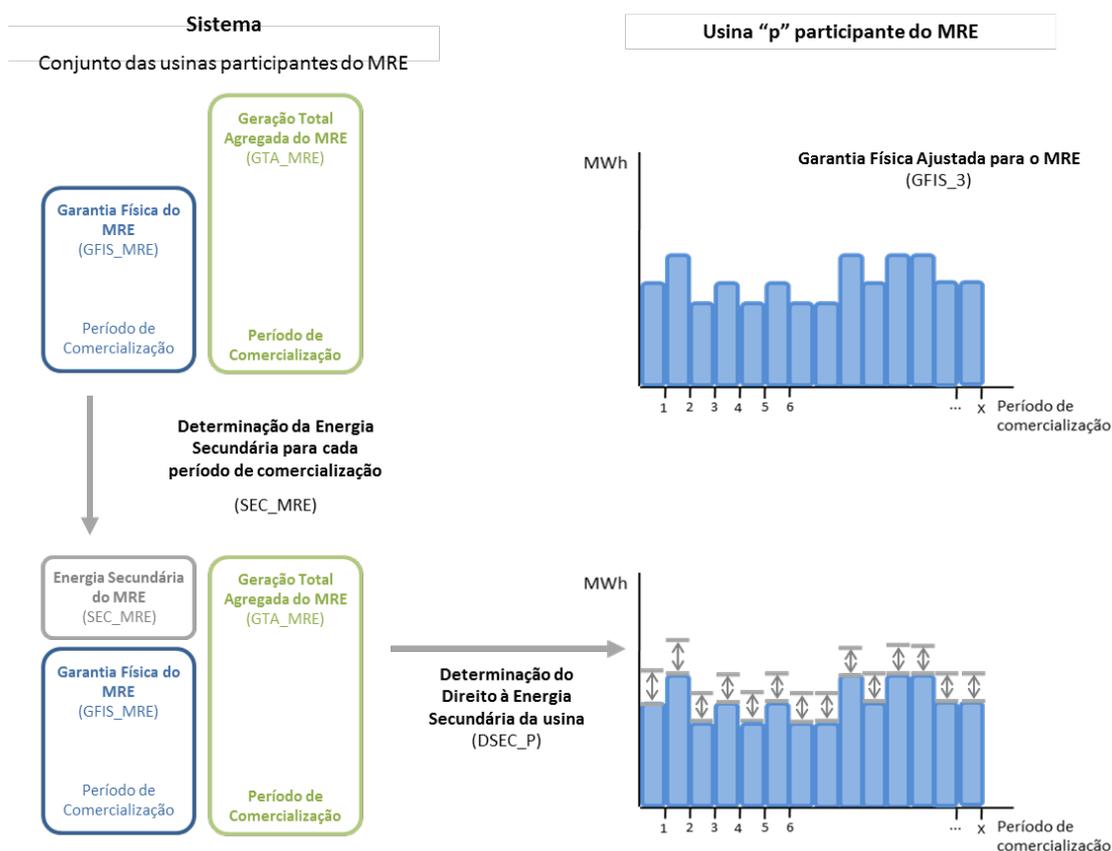


Figura 7: Representação gráfica do processo de determinação do Direito à Energia Secundária

- Nos períodos em que não há energia secundária, identificados quando o Ajuste do MRE é inferior ou igual a um, a garantia física das usinas do MRE sofre um novo ajuste para permitir a completa cobertura da garantia física pela geração disponível para o grupo de usinas integrantes do MRE. O ajuste da garantia física é realizado por meio das seguintes expressões:

Se:

$$AJUSTE\_MRE_j \leq 1$$

Então:

$$GFIS_{3p,j} = GFIS_{2p,j} * AJUSTE\_MRE_j$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE no período de comercialização “j”

GFIS<sub>2p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, participante do MRE no período de comercialização “j”

GFIS<sub>3p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

- 4.1. Quando o Ajuste do MRE é menor ou igual a um não há energia secundária disponível no sistema para alocação e, conseqüentemente, não existe Direito à Energia Secundária associado às usinas participantes do MRE no período, conceito expresso por:

Se:

$$AJUSTE\_MRE_j \leq 1$$

Então:

$$SEC\_MRE_j = 0$$

e

$$DSEC\_P_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE no período de comercialização “j”

DSEC<sub>P<sub>p,j</sub></sub> é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

SEC\_MRE<sub>j</sub> é a Energia Secundária do MRE no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

## Representação Gráfica

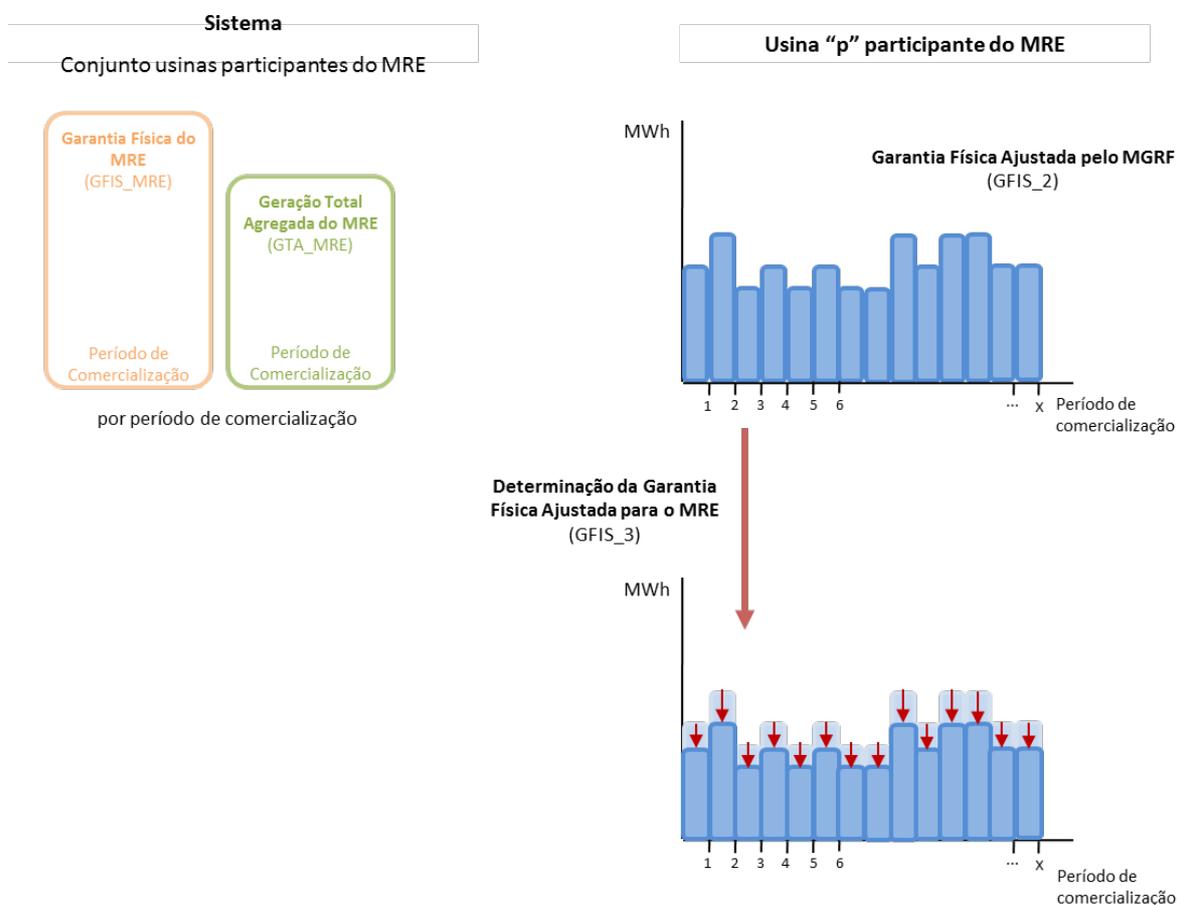


Figura 8: Representação gráfica do processo de Determinação da Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE

### 2.1.2. Dados de Entrada da Energia Secundária

Geração Total das Usinas do MRE		
GMRE <sub>j</sub>	Descrição	Produção total de energia pelas parcelas de usinas "p" integrantes do MRE no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
GFIS <sub>2,p,j</sub>	Garantia Física Modulada Ajustada	

Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p” e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e do MRGF, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída da Energia Secundária

<b>Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE</b>		
<b>GFIS_3<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p” e ajustada em função da existência de energia suficiente para cobertura das garantias físicas totais do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Direito à Energia Secundária</b>		
<b>DSEC_P<sub>p,j</sub></b>	Descrição	O Direito à Energia Secundária da parcela de usina “p” participante do MRE corresponde à relação entre a garantia física de cada integrante do MRE pelo total aplicado sobre o volume de Energia Secundária apurado no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Secundária do MRE</b>		
<b>SEC_MRE<sub>j</sub></b>	Descrição	A Energia Secundária do MRE corresponde ao volume de energia produzida pelas usinas integrantes do MRE que excede o total de garantia física desse conjunto de usinas, estabelecido no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Déficits e Sobras das Usinas do MRE

### Objetivo:

Determinar as sobras e déficits de geração das usinas participantes do MRE.

### Contexto:

Nessa etapa identifica-se em quais períodos de comercialização há sobra ou déficit de geração, comparando-se a geração final de cada usina com seu respectivo valor de garantia física.

A posterior realocação contábil dos valores gerados acima ou abaixo da garantia física visa permitir que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de garantia física, independentemente de seus níveis reais de geração. A [Figura 9](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

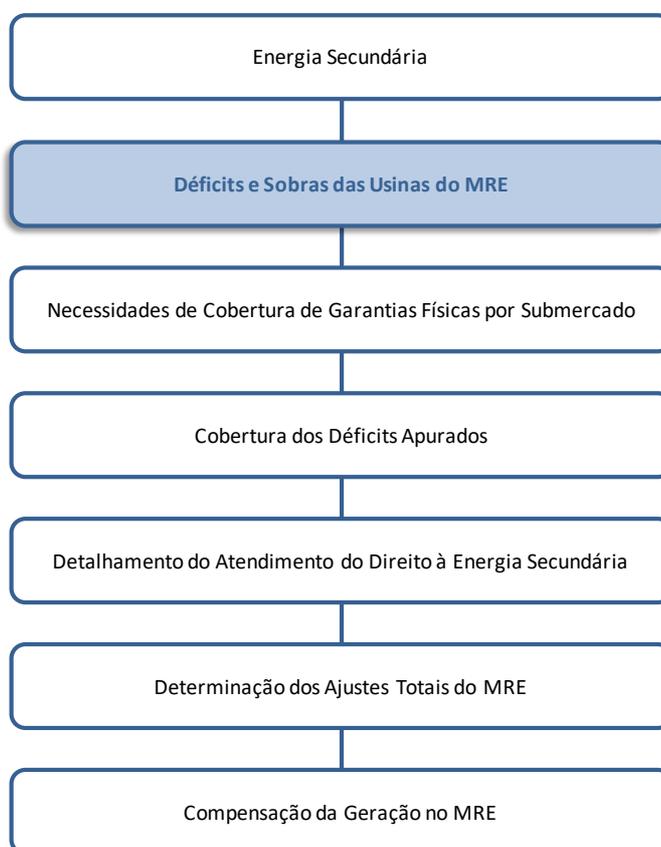


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

### 2.2.1. Detalhamento do Processo de Cálculo dos Déficits e Sobras das Usinas do MRE

O processo de determinação dos déficits e sobras de usinas do MRE é composto pelos seguintes comandos e expressões:

5. A Sobra de Geração de uma Usina participante do MRE é calculada pela diferença positiva entre a geração final de cada empreendimento integrante do mecanismo e a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE. Esse valor, estabelecido por período de comercialização, é dado pela expressão:

$$SOBRA\_G\_MRE_{p,j} = \max[0; (G_{p,j} - GFIS\_3_{p,j})]$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$SOBRA\_G\_MRE_{p,j}$  é a Sobra de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFIS\_3_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

6. O Déficit de Geração de uma Usina participante do MRE, que representa a necessidade de cobertura, é estabelecido pela diferença positiva entre a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE e a geração final de cada usina que integra o mecanismo. Esse valor, estabelecido por período de comercialização, é dado pela expressão:

$$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j} = \max[0; (GFIS\_3_{p,j} - G_{p,j})]$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j}$  é o Déficit de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFIS\_3_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

## Representação Gráfica

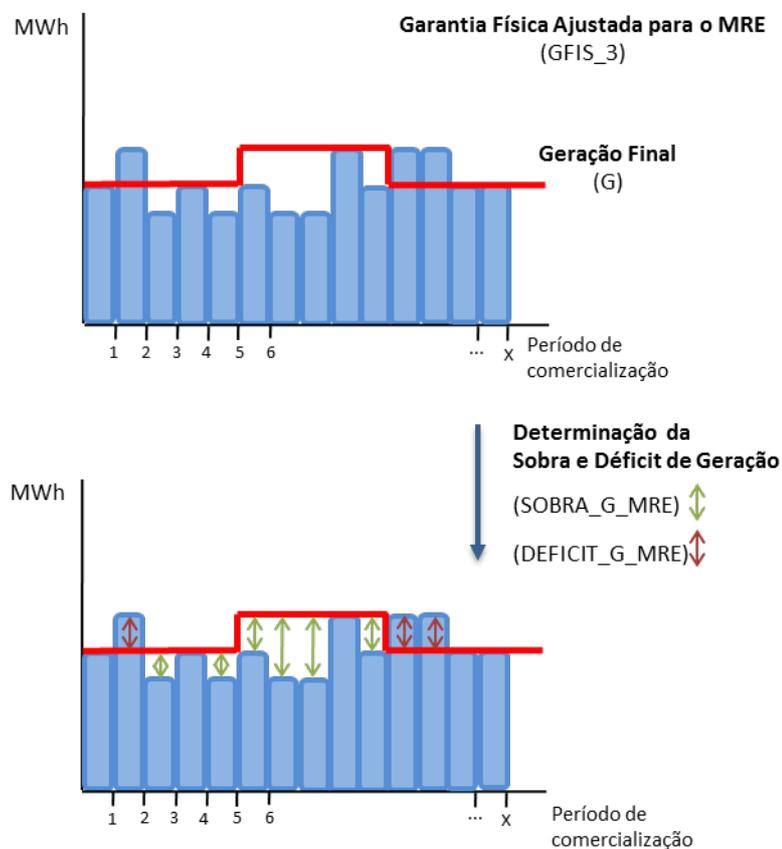


Figura 10: Representação gráfica do processo de cálculo de sobras e déficits de usinas do MRE por período de comercialização

### 2.2.2. Dados de Entrada do Cálculo de Déficit e Sobras de Usinas do MRE

Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE	
<b>GFIS<sub>3,p,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Garantia Física modulada da parcela de usina “p” e ajustada em função da existência de energia suficiente para cobertura das garantias físicas totais do MRE, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> MRE (Energia Secundária)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>

Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída do Cálculo de Déficits e Sobras de Usinas do MRE

Sobra de Geração do MRE		
SOBRA_G_MRE <sub>p,j</sub>	Descrição	A Sobra de Geração do MRE corresponde à geração apurada acima da garantia física de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Déficit de Geração do MRE		
DEFICIT_G_MRE <sub>p,j</sub>	Descrição	O Déficit de Geração do MRE corresponde à geração apurada abaixo da garantia física de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por Submercado

#### Objetivo:

Identificar para cada submercado e período de comercialização, as sobras e déficits totais de geração em relação às garantias físicas.

#### Contexto:

Após identificar a sobra e déficit de geração de cada usina participante do MRE, faz-se necessário determinar os montantes de sobras e déficits em cada submercado.

Essa informação permitirá definir se o déficit de uma usina será suprido pela realocação contábil de sobra de geração de outra usina localizada no mesmo submercado ou em submercado diferente.

A [Figura 11](#) evidencia essa etapa do cálculo e sua relação com o módulo completo.

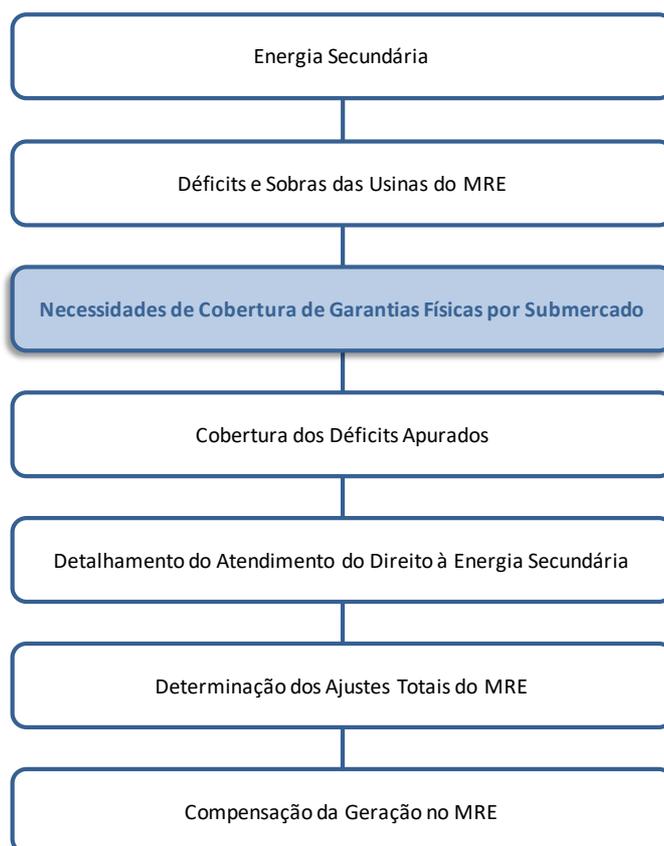


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

### 2.3.1. Detalhamento do Processo de Apuração das Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado

O processo de apuração das necessidades de cobertura de garantias físicas é composto pelos seguintes comandos e expressões:

7. O Déficit Total de Geração por Submercado representa a soma dos déficits de geração apurados para usinas participantes do MRE de um mesmo submercado. O valor é calculado por período de comercialização e dado pela expressão:

$$DEFICIT\_S\_MRE_{s,j} = \sum_{p \in S} DEFICIT\_G\_MRE_{p,j}$$

Onde:

$DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$  é o Déficit Total Geração por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j}$  é o Déficit de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

8. A Sobra Total de Geração por Submercado representa o agrupamento de toda geração acima da garantia física ajustada pelo MRE das usinas participantes do MRE de um mesmo submercado. O valor é calculado por período de comercialização, dado pela expressão:

$$SOBRA\_S\_MRE_{s,j} = \sum_{p \in s} SOBRA\_G\_MRE_{p,j}$$

Onde:

$SOBRA\_S\_MRE_{s,j}$  é a Sobra Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$SOBRA\_G\_MRE_{p,j}$  é a Sobra de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

## Representação Gráfica

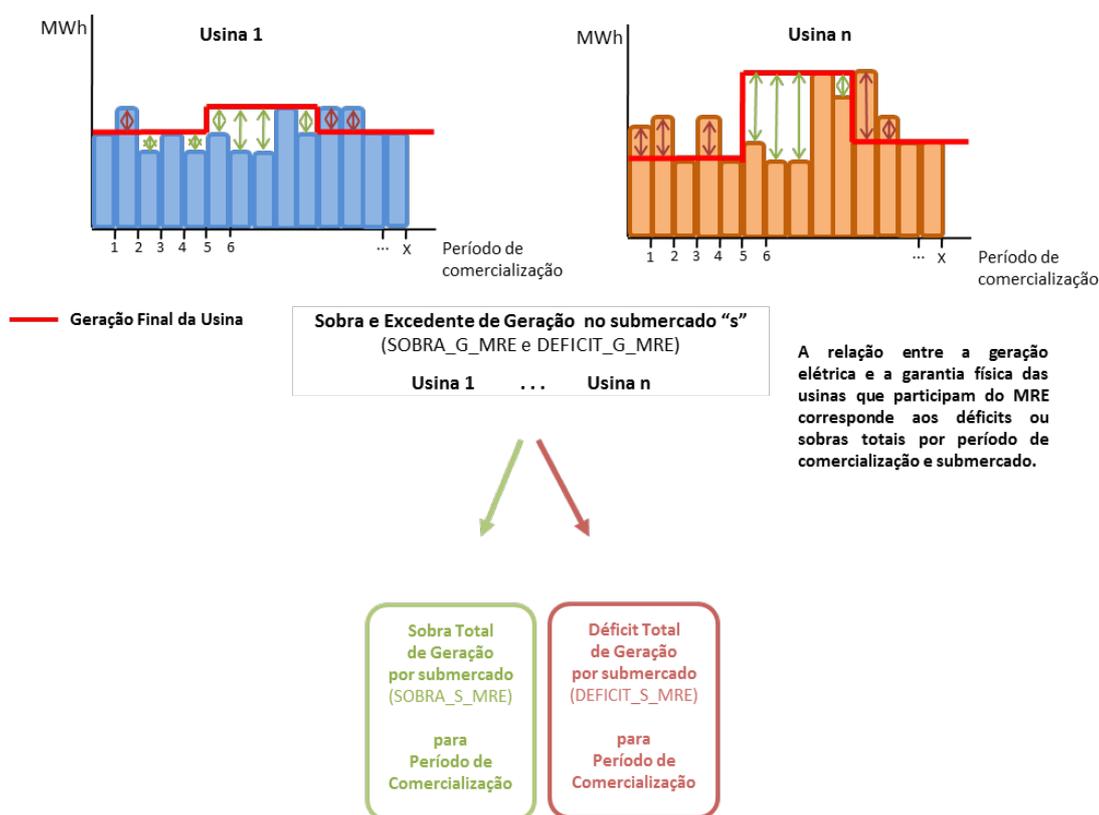


Figura 12: Representação gráfica do processo de determinação de déficits e sobras de garantia física por submercado

9. A relação entre déficits e sobras de geração por submercado, em cada período de comercialização, determina a parcela da garantia física que deve ser coberta, caso haja disponibilidade. Tal relação evidencia a existência, ou não, de Excedente do MRE para eventual cobertura da garantia física deficitária nos demais submercados.
  - 9.1. Quando a Sobra Total de Geração em um dado submercado não é suficiente para cobrir o déficit total nesse mesmo submercado, o valor da cobertura disponível de garantia física assume o valor das sobras totais das usinas. Nessa condição não se verifica a formação de um excedente para eventual cobertura da garantia física dos demais submercados. Portanto:

Se:

$$SOBRA\_S\_MRE_{s,j} < DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$$

Então:

$$COBGFIS\_S_{s,j} = SOBRA\_S\_MRE_{s,j}$$

e

$$EXCED\_S\_MRE_{s,j} = 0$$

Onde:

$SOBRA\_S\_MRE_{s,j}$  é a Sobra Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$  é o Déficit Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$COBGFIS\_S_{s,j}$  é a Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EXCED\_S\_MRE_{s,j}$  é o Excedente do MRE por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica

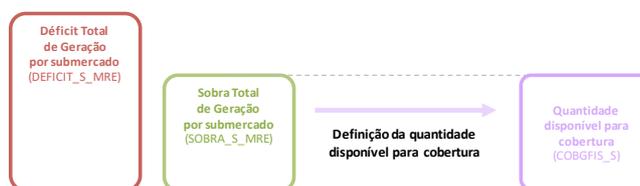


Figura 13: Representação gráfica do processo de determinação da Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia

- 9.2. Quando a Sobra Total de Geração em um dado submercado é suficiente para cobrir o déficit total nesse mesmo submercado, o valor da cobertura disponível de garantia física assume o valor do déficit e ainda viabiliza a formação de um Excedente do MRE para atendimento das necessidades apuradas nos demais submercados. Portanto:

Se:

$$SOBRA\_S\_MRE_{s,j} \geq DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$$

Então:

$$COBGFIS\_S_{s,j} = DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$$

e

$$EXCED\_S\_MRE_{s,j} = SOBRA\_S\_MRE_{s,j} - DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$$

Onde:

$SOBRA\_S\_MRE_{s,j}$  é a Sobra Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$  é o Déficit Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$COBGFIS\_S_{s,j}$  é a Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EXCED\_S\_MRE_{s,j}$  é o Excedente do MRE por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica

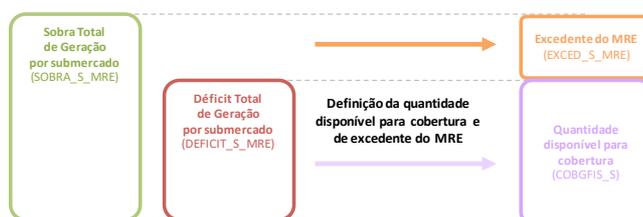


Figura 14: Representação gráfica do processo de determinação da Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia e do Excedente do MRE

10. Terminada a avaliação em todos os submercados, determina-se o Excedente Total do MRE, que representa o total de eventuais excedentes apurados em todos os submercados, por período de comercialização, apurado por meio da seguinte expressão:

$$T\_EXCED\_MRE_j = \sum_s EXCED\_S\_MRE_{s,j}$$

Onde:

$T\_EXCED\_MRE_j$  é o Excedente Total do MRE, no período de comercialização “j”  
 $EXCED\_S\_MRE_{s,j}$  é o Excedente do MRE por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

### 2.3.2. Dados de Entrada da Apuração das Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado

<b>Sobra de Geração do MRE</b>	
<b>SOBRA_G_MRE<sub>p,j</sub></b>	
Descrição	A Sobra de Geração do MRE corresponde à geração apurada acima da garantia física de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	MRE (Déficits e Sobras de Usinas do MRE)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Déficit de Geração do MRE</b>		
<b>DEFICIT_G_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	O Déficit de Geração do MRE corresponde à geração apurada abaixo da garantia física de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Déficits e Sobras de Usinas do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída da Apuração das Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado

<b>Excedente Total do MRE</b>		
<b>T_EXCED_MRE<sub>j</sub></b>	Descrição	O Excedente Total do MRE corresponde à soma de todos os excedentes de geração acima das garantias físicas apurada nos submercados, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado</b>		
<b>COBGFIS_S<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica disponível para atendimento dos déficits de geração do MRE no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Déficit Total de Geração por Submercado</b>		
<b>DEFICIT_S_MRE<sub>s,j</sub></b>	Descrição	O Déficit Total de Geração do MRE por submercado corresponde à soma de toda a geração apurada abaixo da garantia física de um submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sobra Total de Geração por Submercado</b>		
<b>SOBRA_S_MRE<sub>s,j</sub></b>	Descrição	A Sobra Total de Geração do MRE por submercado corresponde à soma de toda a geração apurada acima da garantia física de um submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Excedente do MRE por Submercado</b>	
<b>EXCED_S_MRE<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à diferença positiva entre a soma de toda a geração apurada acima da garantia física de um submercado “s” e a geração apurada abaixo da garantia física do mesmo submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.4. Cobertura dos Déficits Apurados

### Objetivo:

Identificar a quantidade de geração disponível para cobertura da garantia física de usinas que apresentaram déficit de geração.

### Contexto:

O MRE busca permitir que todas as usinas participantes desse mecanismo recebam seus níveis de garantia física independentemente de seus níveis reais de geração de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do mecanismo.

Essa etapa determina qual a quantidade de geração excedente das usinas, que geraram além de suas garantias físicas, será realocada contabilmente para cobrir os déficits daquelas que geraram abaixo do garantido.

A [Figura 15](#) evidencia essa etapa do cálculo e sua relação com o módulo completo:

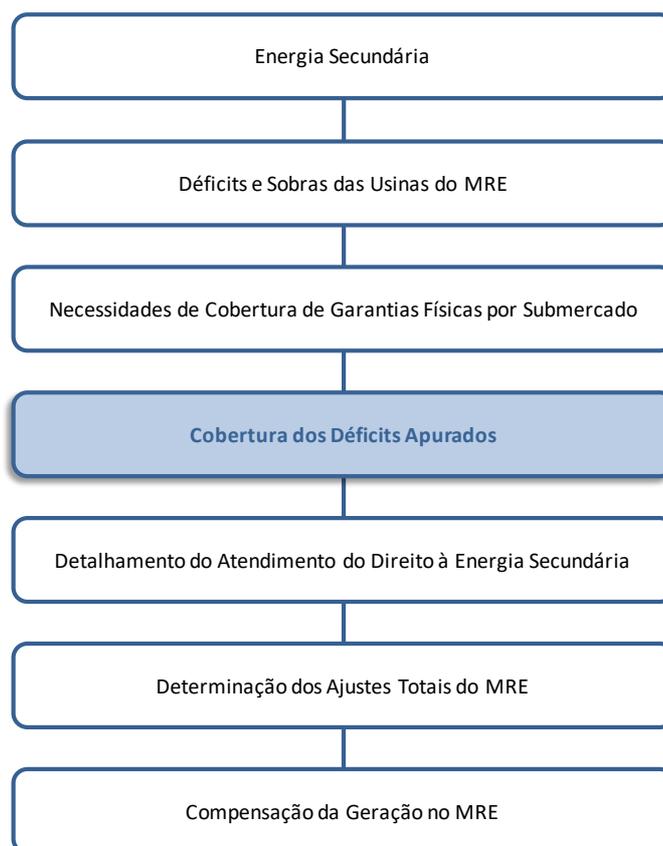


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

#### 2.4.1. Detalhamento do Processo de Cobertura dos Déficits Apurados

O processo de cobertura dos déficits apurados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

11. Prioritariamente, a garantia física de uma usina deve ser atendida pelo excedente de geração das usinas que pertencem ao mesmo submercado. A parcela de Cobertura da Garantia Física é função do Déficit de Geração das usinas participantes do MRE em relação ao volume de energia destinado para cobertura da garantia física apurados no mesmo submercado para cada período de comercialização.

- 11.1. Se determinada usina não apresenta déficit de geração em relação à sua garantia física, então a sua cobertura da garantia física é nula. Portanto:

Se:

$$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j} = 0$$

Então:

$$COBGFIS\_PS_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j}$  é o Déficit de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

$COBGFIS\_PS_{p,j}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p” em seu submercado, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

11.2. Se determinada usina apresenta Déficit de Geração para um determinado período de comercialização, então a Cobertura da Garantia Física da usina é estabelecida com base no Déficit de Geração da Usina, na proporção da Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física em relação ao Déficit Total de Garantia Física, ambos do submercado da usina. Dessa forma:

Se:

$$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j} > 0$$

Então:

$$COBGFIS\_PS_{p,j} = DEFICIT\_G\_MRE_{p,j} * \frac{COBGFIS\_S_{s,j}}{DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DEFICIT\_G\_MRE_{p,j}$  é o Déficit de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”  
 $COBGFIS\_PS_{p,j}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p” em seu submercado, no período de comercialização “j”

$COBGFIS\_S_{s,j}$  é a Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado “s”, no período de comercialização “j”  
 $DEFICIT\_S\_MRE_{s,j}$  é o Déficit Total de Garantia Física por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

## Representação Gráfica

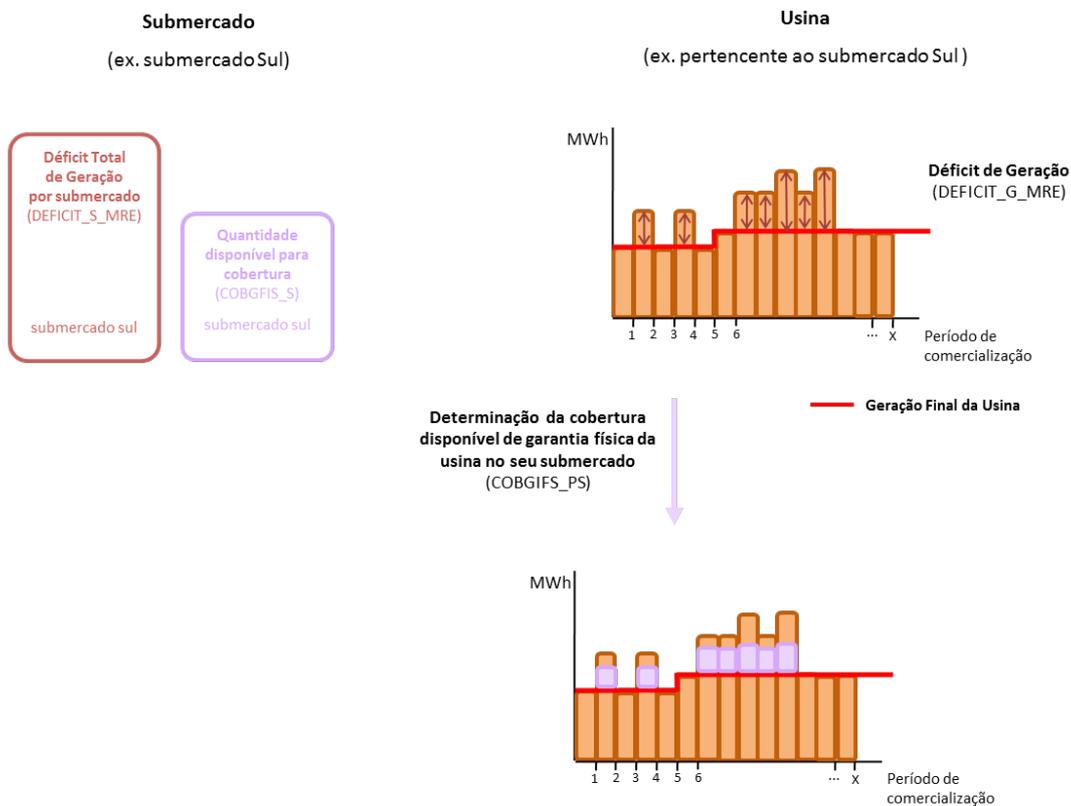


Figura 16: Representação gráfica do processo de determinação cobertura disponível de garantia física da usina no seu submercado)

12. Caso, para um determinado período de comercialização, o Déficit de Geração de uma usina não seja integralmente suprido pela garantia física disponível no submercado onde o empreendimento se localiza, então o déficit remanescente poderá ser complementado pela geração excedente proveniente de outro submercado.
- 12.1. Se o Déficit Total de Geração no submercado da usina for igual à cobertura disponível de garantia física em determinado período de comercialização, então a cobertura de garantia física da usina realizada em um submercado diverso daquele onde se localiza o empreendimento é zero, ou seja, não há necessidade de complementação externa. Portanto:

Se:

$$COBGFIS_{S,j} = DEFICIT_{S,MRE,j}$$

Então:

$$COBGFIS_{P,p,s*,j} = 0$$

$$p \in s$$

$$p \notin s *$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

COBGFIS<sub>S,j</sub> é a Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

DEFICIT<sub>S\_MREs,j</sub> é o Déficit Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

COBGFIS<sub>P<sub>p,s,j</sub></sub> é a Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p”, e por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

“s\*” representa o submercado de origem da energia, neste caso, onde a parcela de usina “p” não está localizada.

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 12.2. Caso o Déficit Total de Geração no submercado da usina for superior à cobertura disponível de garantia física em determinado período de comercialização, há necessidade de complementação externa da cobertura de garantia física da usina. Tal cobertura é efetuada contabilmente em um submercado diverso daquele onde se localiza o empreendimento, conforme as expressões a seguir:

Se:

$$COBGFIS_{S,j} < DEFICIT_{S\_MREs,j}$$

Então:

$$COBGFIS_{P_{p,s^*,j}} = (DEFICIT_{G\_MREp,j} - COBGFIS_{PS_{p,j}}) * \left( \frac{EXCED_{S\_MREs^*,j}}{T\_EXCED\_MRE_j} \right)$$

$$p \in s$$

$$p \notin s^*$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

COBGFIS<sub>S,j</sub> é a Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

DEFICIT<sub>S\_MREs,j</sub> é o Déficit Total de Geração por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

COBGFIS<sub>P<sub>p,s,j</sub></sub> é a Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

DEFICIT<sub>G\_MREp,j</sub> é o Déficit de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

$COBGFIS\_PS_{p,j}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p”, em seu submercado, no período de comercialização “j”

$T\_EXCED\_MRE_j$  é o Excedente Total do MRE, no período de comercialização “j”

$EXCED\_S\_MRE_{s,j}$  é o Excedente do MRE por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

“s\*” representa o submercado de origem da energia, neste caso, onde a parcela de usina “p” não está localizada.

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 12.3. A alocação de garantia física em outros submercados pode acarretar exposição aos agentes, devido a diferença de preços entre os submercados. Entretanto, essa alocação tem direito ao alívio de exposição, conforme o módulo tratamento das exposições. Esse direito ao alívio não se estende às alocações de energia secundária.

### **Representação Gráfica**

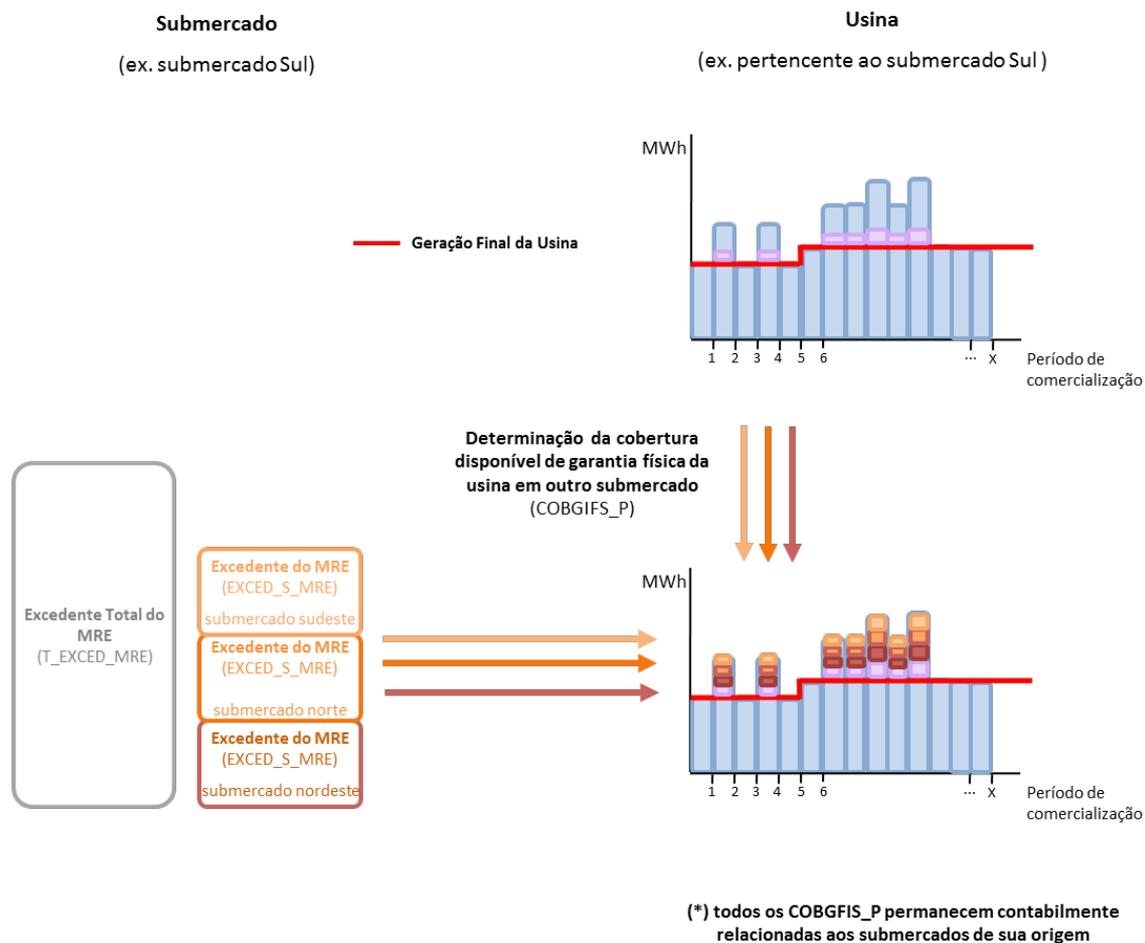


Figura 17: Representação gráfica do processo de determinação cobertura disponível de garantia física da usina em outros submercados

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Processo de Cobertura dos Déficits Apurados

Excedente Total do MRE		
T_EXCED_MRE <sub>j</sub>	Descrição	O Excedente Total do MRE corresponde à soma de todos os excedentes de geração acima das garantias físicas apurada nos submercados, no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado</b>		
<b>COBGFIS_S<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica disponível para atendimento dos déficits de geração do MRE no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Déficit de Geração do MRE</b>		
<b>DEFICIT_G_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	O Déficit de Geração do MRE corresponde à geração apurada abaixo da garantia física de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Déficits e Sobras de Usinas do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Déficit Total de Geração por Submercado</b>		
<b>DEFICIT_S_MRE<sub>s,j</sub></b>	Descrição	O Déficit Total de Geração do MRE por submercado corresponde à soma de toda a geração apurada abaixo da garantia física de um submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Excedente do MRE por Submercado</b>		
<b>EXCED_S_MRE<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à diferença positiva entre a soma de toda a geração apurada acima da garantia física de um submercado “s” e a geração apurada abaixo da garantia física do mesmo submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE

	(Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída do Processo de Cobertura dos Déficits Apurados

	<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física</b>	
COBGFIS_P <sub>p,s,j</sub>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica, de outros submercados, utilizado para atendimento dos déficits de geração do MRE por parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade Alocada do Próprio Submercado para Cobertura de Garantia Física</b>	
COBGFIS_PS <sub>p,j</sub>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica alocada, no próprio submercado da parcela de usina “p”, para atendimento dos déficits de geração do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.5. Atendimento do Direito à Energia Secundária

### Objetivo:

Determinar a sobra disponível para alocação de Energia Secundária em cada submercado e para cada usina participante do MRE.

### Contexto:

A Energia Secundária corresponde à geração de energia acima da garantia física total do MRE.

O presente submódulo determina a componente da Energia Secundária disponível em cada submercado e para cada usina participante do MRE, tanto no submercado onde cada empreendimento está localizado como nos demais submercados.

A [Figura 18](#) evidencia essa etapa do cálculo e sua relação com o módulo completo.

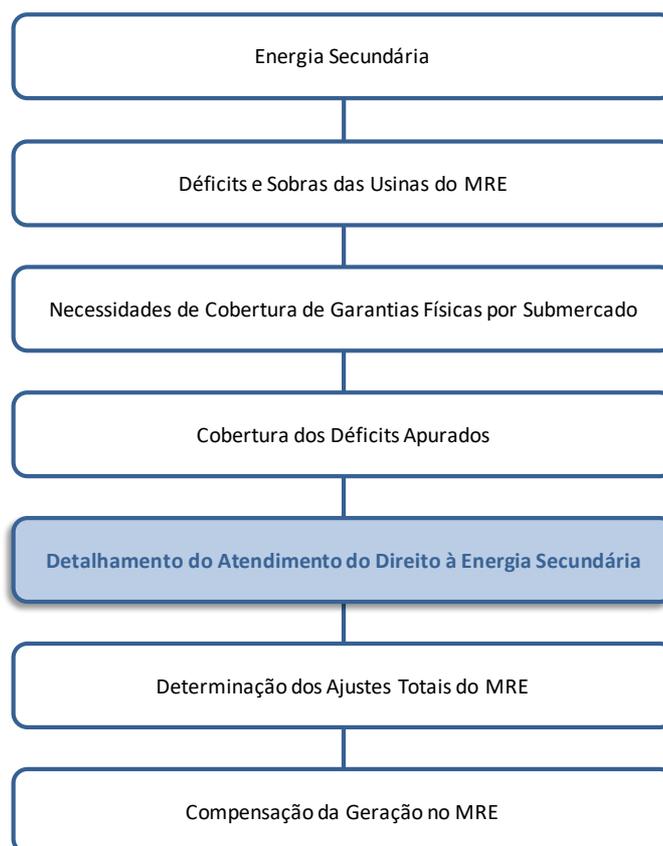


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

### 2.5.1. Detalhamento do atendimento do Direito à Energia Secundária

O processo de cálculo para atendimento do Direito à Energia Secundária é composto pelos seguintes comandos e expressões:

13. A Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária é determinada por submercado e período de comercialização. Esse componente do MRE é estabelecido a partir das Sobras Totais de Geração apuradas em cada submercado descontadas as energias utilizadas para cobertura das garantias físicas das usinas deficitárias, dado pela seguinte expressão:

$$SOBRASEC_{s,j} = \max \left( 0, \left( SOBRA\_S\_MRE_{s,j} - COBGFIS_{S_{s,j}} - \sum_p COBGFIS_{P_{p,s,j}} \right) \right)$$

Onde:

$SOBRASEC_{s,j}$  é a Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$SOBRA\_S\_MRE_{s,j}$  é a Sobra Total de Garantia Física por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$COBGFIS_{S_{s,j}}$  é a Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

COBGFIS<sub>P<sub>p,s,j</sub></sub> é a Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p”, e por submercado “s”, no período de comercialização “j”

14. O Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado é calculado pela soma de todos os Direitos à Energia Secundária particulares das usinas desse submercado. Esse cálculo se faz necessário porque, do mesmo modo que no processo de alocação de energia para cobertura da garantia física, a alocação da Energia Secundária ocorre prioritariamente no submercado próprio de cada usina, dado pela seguinte expressão:

$$DSEC_{S_s,j} = \sum_{p \in s} DSEC_{P_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

DSEC<sub>S<sub>s,j</sub></sub> é o Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

DSEC<sub>P<sub>p,j</sub></sub> é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

15. O cálculo do Excedente de Energia Secundária para complementação externa do submercado é função da existência de sobras de Energia Secundária além do Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado.
- 15.1. Caso a sobra disponível seja superior ao Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado, então a diferença desses dois valores corresponde ao Excedente de Energia Secundária disponível. Dessa forma:

Se:

$$SOBRASEC_{S_s,j} > DSEC_{S_s,j}$$

Então:

$$EXCED_{SEC_{S_s,j}} = SOBRASEC_{S_s,j} - DSEC_{S_s,j}$$

Onde:

SOBRASEC<sub>S<sub>s,j</sub></sub> é a Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária por submercado “s”, no período de comercialização “j”

DSEC<sub>S<sub>s,j</sub></sub> é o Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

EXCED<sub>SEC<sub>S<sub>s,j</sub></sub></sub> é a Excedente de Energia Secundária do submercado “s”, no período de comercialização “j”

## Representação Gráfica

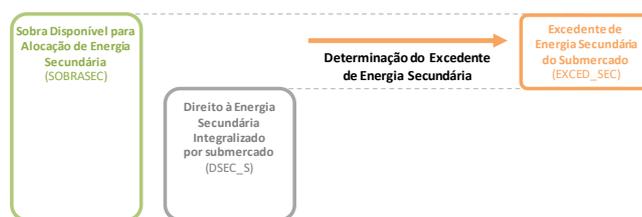


Figura 19: Representação gráfica do processo de determinação do Excedente de Energia Secundária

15.2. Caso a sobra disponível seja inferior ou igual ao Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado, então não há Excedente de Energia Secundária para o período de comercialização correspondente. Dessa forma:

Se:

$$SOBRASEC_{s,j} \leq DSEC_{S,j}$$

Então:

$$EXCED_{SEC_{s,j}} = 0$$

Onde:

$SOBRASEC_{s,j}$  é a Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DSEC_{S,j}$  é o Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EXCED_{SEC_{s,j}}$  é a Excedente de Energia Secundária do submercado “s”, no período de comercialização “j”

16. O Excedente Total de Energia Secundária representa o total de eventuais excedentes de Energia Secundária apurados em todos os submercados, por período de comercialização, determinado por meio da seguinte expressão:

$$T_{EXCED_{SEC_j}} = \sum_s EXCED_{SEC_{s,j}}$$

Onde:

$T_{EXCED_{SEC_j}}$  é a Excedente Total de Energia Secundária no período de comercialização “j”

$EXCED_{SEC_{s,j}}$  é a Excedente de Energia Secundária do submercado “s”, no período de comercialização “j”

17. A Quantidade Disponível de Energia Secundária por Submercado é função da existência de energia disponível para atendimento desse direito para o período de comercialização correspondente, sendo que o Direito à Energia Secundária de uma usina deve ser, prioritariamente, atendido pelo excedente de geração proveniente do submercado onde a usina se localiza.

17.1. Caso a sobra disponível no submercado onde a usina está localizada seja igual ou superior ao direito à energia secundária naquele mesmo submercado, então toda a cobertura disponível

de energia secundária da usina será atendida pela disponibilidade daquele submercado. Nesse caso, haverá sobra disponível para eventual cobertura em outros submercados, expresso pelo seguinte:

*Se:*

$$SOBRASEC_{s,j} \geq DSEC_{S_{s,j}}$$

*Então:*

$$COBSEC_{PS_{p,j}} = DSEC_{P_{p,j}}$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$SOBRASEC_{s,j}$  é a Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DSEC_{S_{s,j}}$  é o Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$COBSEC_{PS_{p,j}}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária para a parcela de usina “p”, em seu submercado, no período de comercialização “j”

$DSEC_{P_{p,j}}$  é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

## **Representação Gráfica**

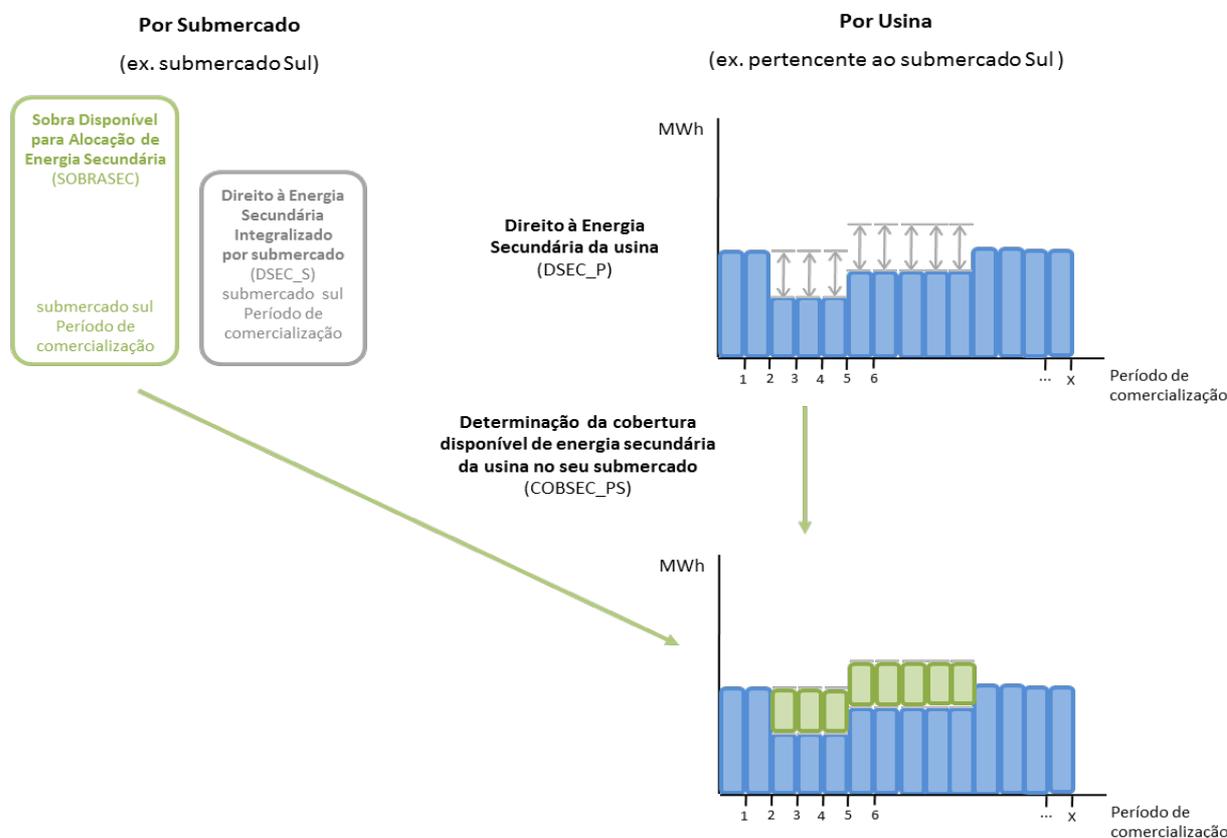


Figura 20: Representação gráfica do processo de determinação da Cobertura Disponível de Energia Secundária da usina

18. Caso a sobra disponível no submercado onde a usina está localizada não seja suficiente para atender integralmente o Direito à Energia Secundária da usina, então a parcela para cobertura da energia secundária proveniente do próprio submercado será função das sobras de Energia Secundária daquele submercado na proporção do Direito à Energia Secundária da usina em relação ao Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado. Portanto:

Se:

$$SOBRASEC_{s,j} < DSEC_{S_{s,j}}$$

Então:

$$COBSEC_{PS_{p,j}} = SOBRASEC_{s,j} * \left( \frac{DSEC_{P_{p,j}}}{DSEC_{S_{s,j}}} \right)$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$SOBRASEC_{s,j}$  é a Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária por submercado "s", no período de comercialização "j"

$DSEC_{S_s,j}$  é o Direito à Energia Secundária Integralizado por Submercado “s”, no período de comercialização “j”

$COBSEC_{PS_{p,j}}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária para a parcela de usina “p” em seu submercado, no período de comercialização “j”

$DSEC_{P_{p,j}}$  é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

- 18.1. Nesse caso, a cobertura da usina é complementada pela Quantidade Disponível de Energia Secundária em outros submercados, distintos do seu próprio. Esses valores são determinados em função dos eventuais excedentes de Energia Secundária apurados nos demais submercados, de modo proporcional ao período de comercialização correspondente, dado pela seguinte expressão:

Se:

$$SOBRASEC_{S_s,j} < DSEC_{S_s,j}$$

Então:

$$COBSEC_{P_{p,s^*,j}} = (DSEC_{P_{p,j}} - COBSEC_{PS_{p,j}}) * \left( \frac{EXCED_{SEC_{S^*,j}}}{T_{EXCED}_{SEC_j}} \right)$$

$$p \in s$$

$$p \notin s^*$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$SOBRASEC_{S_s,j}$  é a Sobra Disponível para Alocação de Energia Secundária por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DSEC_{P_{p,j}}$  é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”

$COBSEC_{P_{p,s,j}}$  é a Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$COBSEC_{PS_{p,j}}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária para a parcela de usina “p”, em seu submercado, no período de comercialização “j”

$EXCED_{SEC_{S_s,j}}$  é a Excedente de Energia Secundária do submercado “s”, no período de comercialização “j”

$T_{EXCED}_{SEC_j}$  é a Excedente Total de Energia Secundária do submercado “s”, no período de comercialização “j” “PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“s\*” representa o submercado de origem da energia, neste caso, onde a parcela de usina “p” não está localizada

18.2. Diferentemente do tratamento dado à alocação da energia referente à garantia física, a alocação de Energia Secundária em submercados diferentes daquele onde está localizada a usina do agente não tem direito ao alívio de exposição.

## Representação Gráfica

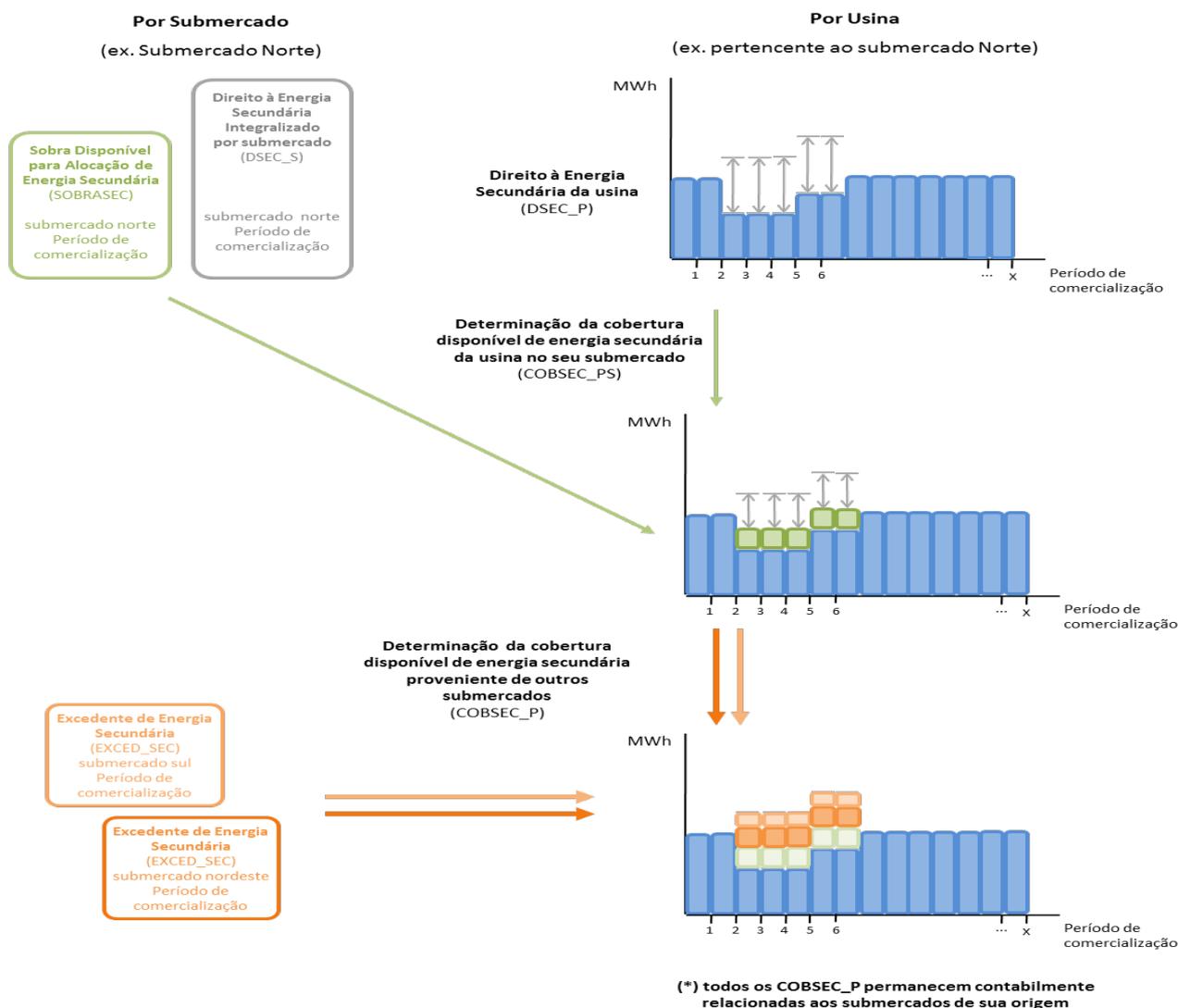


Figura 21: Representação gráfica do processo de determinação da Cobertura Disponível de Energia Secundária da usina

### 2.5.2. Dados de Entrada do Processo de Atendimento do Direito à Energia Secundária

Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física	
COBGFIS_P <sub>p,s,j</sub>	Descrição
	Corresponde ao volume de energia elétrica, de outros submercados, utilizado para atendimento dos déficits de geração do MRE por parcela de usina

	“p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	MRE (Processo de Cobertura dos Déficits Apurados)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Direito à Energia Secundária

<b>DSEC_P<sub>p,j</sub></b>	Descrição	O Direito à Energia Secundária da parcela de usina “p” participante do MRE corresponde à relação entre a garantia física de cada integrante do MRE pelo total aplicado sobre o volume de Energia Secundária apurado no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Sobra Total de Geração por Submercado

<b>SOBRA_S_MRE<sub>s,j</sub></b>	Descrição	A Sobra Total de Geração do MRE por submercado corresponde à soma de toda a geração apurada acima da garantia física de um submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Disponível para Cobertura de Garantia Física por Submercado

<b>COBGFIS_S<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica disponível para atendimento dos déficits de geração do MRE no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Necessidades de Cobertura de Garantias Físicas por submercado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5.3. Dados de Saída do Processo de Atendimento do Direito à Energia Secundária

<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária</b>		
<b>COBSEC_P<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica alocada de outro submercado para atendimento do direito à Energia Secundária das parcelas de usinas integrantes do MRE por parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária</b>		
<b>COBSEC_PS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica alocada do próprio submercado para atendimento do direito à Energia Secundária das parcelas de usinas integrantes do MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.6. Determinação dos Ajustes Totais do MRE

### Objetivo:

Determinar os Ajustes Totais em função do fluxo de energia verificado entre as usinas integrantes do MRE.

### Contexto:

O fluxo de energia do MRE totaliza a energia ajustada de cada usina em função do mecanismo, considerando a eventual cobertura da garantia física e o atendimento ao Direito à Energia Secundária de cada empreendimento.

A [Figura 22](#) evidencia esta etapa do cálculo e sua relação com o módulo completo:



Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

### 2.6.1. Detalhamento de determinação dos Ajustes Totais do MRE

O processo de cálculo dos Ajustes Totais do MRE é composto pelos seguintes comandos e expressões:

19. O Fluxo de Energia do MRE no Submercado de cada usina é determinado pelo resultado das alocações efetuadas pelo MRE em cada submercado, conforme expressão abaixo:

$$FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j} = FLUXO\_PS_{p,s,j} + FLUXO\_P_{p,s,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia do MRE no Submercado para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$FLUXO\_PS_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia Realizado no Próprio Submercado para a parcela de usina “p”, em seu submercado “s”, no período de comercialização “j”

$FLUXO\_P_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia Realizado em outros Submercados para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

- 19.1. O Fluxo de Energia realizado no Próprio Submercado de cada empreendimento integrante do MRE corresponde à diferença entre energia alocada para a usina, seja para cobertura de sua garantia física ou em função de seu direito sobre parte da energia secundária, (ambos

referentes ao submercado onde está localizada a usina) e a sobra de sua geração transferida ao MRE, conforme estabelece a expressão:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{FLUXO\_PS}_{p,s,j} &= \mathbf{COBGFIS\_PS}_{p,j} + \mathbf{COBSEC\_PS}_{p,j} - \mathbf{SOBRA\_G\_MRE}_{p,j} \\
 p &\in s \\
 \forall p &\in \mathbf{PMRE}
 \end{aligned}$$

Onde:

$\mathbf{FLUXO\_PS}_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia no Próprio Submercado para a parcela de usina “p”, em seu submercado “s”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{COBGFIS\_PS}_{p,j}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p”, em seu submercado, no período de comercialização “j”

$\mathbf{COBSEC\_PS}_{p,j}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária para a parcela de usina “p”, em seu submercado, no período de comercialização “j”

$\mathbf{SOBRA\_G\_MRE}_{p,j}$  é a Sobra de Geração da Usina participante do MRE no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

19.2. O Fluxo de Energia em Outros Submercados é determinado para cada empreendimento integrante do MRE, com base nas alocações realizadas pelo MRE nos submercados em que o empreendimento não está localizado, ou seja, corresponde à soma da energia alocada de outros submercados para cobertura de sua garantia física e a energia alocada de outros submercados para atendimento ao seu direito à Energia Secundária, conforme expressão abaixo:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{FLUXO\_P}_{p,s,j} &= \mathbf{COBGFIS\_P}_{p,s,j} + \mathbf{COBSEC\_P}_{p,s,j} \\
 p &\notin s \\
 \forall p &\in \mathbf{PMRE}
 \end{aligned}$$

Onde:

$\mathbf{FLUXO\_P}_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia em Outros Submercados para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{COBGFIS\_P}_{p,s,j}$  é a Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{COBSEC\_P}_{p,s,j}$  é a Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

20. A Consolidação do Resultado do MRE é determinada, por submercado, para cada agente, pela soma dos resultados de suas usinas em cada submercado, dada pela expressão:

$$\mathbf{MRE}_{a,s,j} = \sum_{p \in a} \mathbf{FLUXO\_MRE\_S}_{p,s,j}$$

Onde:

$MRE_{a,s,j}$  é a Consolidação do Resultado do MRE por perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia do MRE no Submercado para a parcela de usina “p” no submercado “s”, no período de comercialização “j”

21. O Fluxo de Energia no MRE de cada empreendimento corresponde à soma dos resultados da usina em cada um dos submercados. O valor do fluxo de cada usina é determinado por período de comercialização “j”, conforme indica a seguinte expressão:

$$FLUXO\_MRE_{p,j} = \sum_s FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia do MRE no Submercado para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

## 2.6.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Ajustes Totais do MRE

<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física</b>		
<b>COBGFIS_P<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica, de outros submercados, utilizado para atendimento dos déficits de geração do MRE por parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Processo de Cobertura dos Déficits Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Alocada do Próprio Submercado para Cobertura de Garantia Física</b>		
<b>COBGFIS_PS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica alocada, no próprio submercado da parcela de usina “p”, para atendimento dos déficits de geração do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE

		(Processo de Cobertura dos Déficits Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária</b>		
<b>COBSEC_P<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica alocada de outro submercado para atendimento do direito à Energia Secundária das parcelas de usinas integrantes do MRE por parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Processo de Atendimento do Direito à Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária</b>		
<b>COBSEC_PS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica alocada do próprio submercado para atendimento do direito à Energia Secundária das parcelas de usinas integrantes do MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Processo de Atendimento do Direito à Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sobra de Geração do MRE</b>		
<b>SOBRA_G_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	A Sobra de Geração do MRE corresponde à geração apurada acima da garantia física de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Déficits e Sobras de Usinas do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6.3. Dados de Saída do Cálculo dos Ajustes Totais do MRE

<b>Fluxo de Energia no MRE</b>		
<b>FLUXO_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consolidação do Resultado do MRE</b>		
<b>MRE<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à totalização dos ajustes aplicados às usinas, participantes do MRE, do Agente “a”, para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Fluxo de Energia no MRE no Submercado</b>		
<b>FLUXO_MRE_S<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Fluxo de Energia do MRE no Submercado para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.7. Compensação da Geração no MRE

### Objetivo:

Determinar a compensação financeira a ser paga ou recebida por usina em função de sua participação no MRE, na proporção das realocações de energia ao longo do mês de apuração.

### Contexto:

O MRE se propõe a compartilhar os riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN, por meio do qual uma usina que apresenta uma sobra de geração aloca, contabilmente, parte de sua produção de energia para cobrir eventual déficit de geração de uma usina que não conseguiu atingir o valor de sua garantia física.

A compensação de geração no MRE, calculada nessa última etapa do presente módulo, visa definir o ressarcimento do custo da geração de uma usina que teve que dispor de parte de sua produção para atender a parcela da garantia física ou Direito à Energia Secundária das demais usinas participantes do MRE, bem como definir o custo das usinas devedoras ao MRE.

A [Figura 23](#) evidencia esta etapa do cálculo e sua relação com o módulo completo:

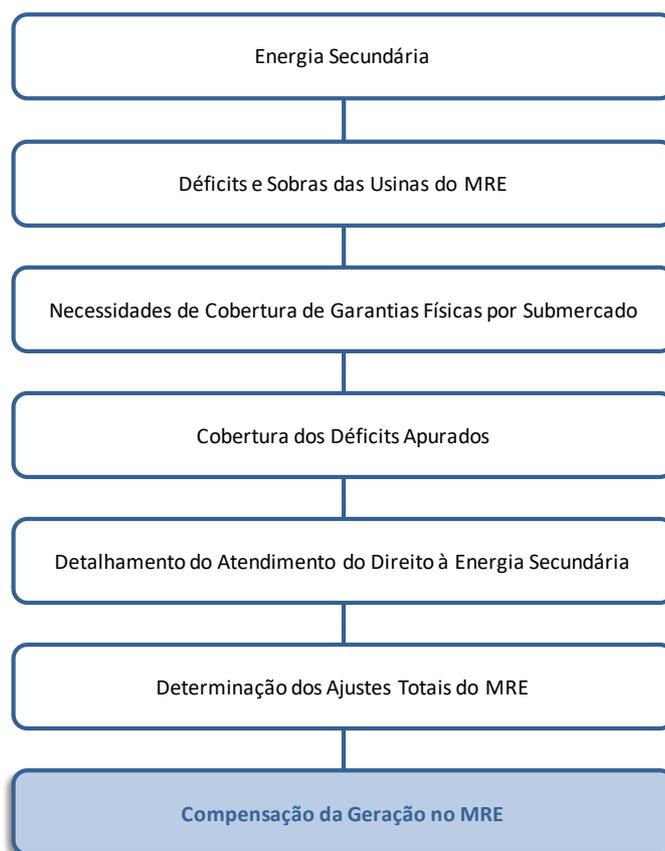


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Realocação de Energia”

### 2.7.1. Detalhamento de determinação da Compensação da Geração do MRE

O processo de cálculo Compensação da Geração do MRE é composto pelos seguintes comandos e expressões:

22. A Energia Entregue ao MRE e a Energia Recebida do MRE, são determinadas com base no fluxo de energia do MRE, sendo que os valores negativos desse fluxo representam a energia entregue ao MRE e os valores positivos correspondem à energia recebida pelo MRE, conforme expressões a seguir:

$$ENTREGA\_MRE_{p,j} = \max(0, -FLUXO\_MRE_{p,j})$$

e

$$RECEBIDA\_MRE_{p,j} = \max(0, FLUXO\_MRE_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

ENTREGA\_MRE<sub>p,j</sub> é a Energia Entregue ao MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

RECEBIDA\_MRE<sub>p,j</sub> é a Energia Recebida do MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

FLUXO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

23. Como a energia entregue ao MRE representa a sobra de geração da usina que foi alocada às usinas com déficits de geração, o Recebimento do MRE é o montante financeiro determinado pela aplicação da Tarifa de Energia de Otimização (TEO), da usina, na energia entregue ao MRE, a título de compensação pela energia alocada em função da participação no MRE, conforme expressão a seguir ou recebimentos pecuniários:

$$RECEBIMENTO\_MRE_{p,j} = ENTREGA\_MRE_{p,j} * TEO_{p,m}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

RECEBIMENTO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Recebimento do MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

ENTREGA\_MRE<sub>p,j</sub> é a Energia Entregue ao MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

TEO<sub>p,m</sub> Tarifa de Energia de Otimização da parcela de usina “p”, utilizada para valorar os custos da energia trocada no MRE, no mês de apuração “m”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

24. O cálculo do Total de Pagamento ao MRE totaliza o quanto as usinas que receberam energia do MRE têm que pagar às usinas que entregaram energia ao MRE, por período de comercialização, para esse valor ser rateado entre as usinas participantes do MRE com déficits de geração. Dessa forma o Total de Pagamento ao MRE é dado pela seguinte expressão:

$$TOT\_PAG\_MRE_j = \sum_{p \in PMRE} RECEBIMENTO\_MRE_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

TOT\_PAG\_MRE<sub>j</sub> é o Total de Pagamento ao MRE no período de comercialização “j”

RECEBIMENTO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Recebimento do MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

25. O Pagamento do MRE representa o pagamento, de cada usina, pela energia alocada em função da participação no MRE, por período de comercialização. O Pagamento do MRE é determinado pelo rateio do Total de Pagamento ao MRE entre as usinas que apresentaram déficit de geração, conforme a seguinte expressão:

$$PAGAMENTO\_MRE_{p,j} = TOT\_PAG\_MRE_j * \frac{RECEBIDA\_MRE_{p,j}}{\sum_{p \in PMRE} RECEBIDA\_MRE_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

PAGAMENTO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Pagamento do MRE para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

TOT\_PAG\_MRE<sub>j</sub> é o Total de Pagamento ao MRE, no período de comercialização “j”

RECEBIDA\_MRE<sub>p,j</sub> é a Energia Recebida do MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

26. A Consolidação do MRE determina o quanto cada usina tem a pagar ou a receber do MRE, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$CONSOLIDAÇÃO\_MRE_{p,m} = \sum_{j \in m} (RECEBIMENTO\_MRE_{p,j} - PAGAMENTO\_MRE_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

CONSOLIDAÇÃO\_MRE<sub>p,m</sub> é a Consolidação do MRE da parcela de usina “p”, por mês de apuração “m”

PAGAMENTO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Pagamento do MRE para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

RECEBIMENTO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Recebimento do MRE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

27. A Compensação do MRE agrupa, por agente, o resultado de todas as suas usinas participantes do MRE, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$COMPENSAÇÃO\_MRE_{a,m} = \sum_{p \in a} CONSOLIDAÇÃO\_MRE_{p,m}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

COMPENSAÇÃO\_MRE<sub>a,m</sub> é a Compensação do MRE do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

CONSOLIDAÇÃO\_MRE<sub>p,m</sub> é a Consolidação do MRE da parcela de usina “p”, por mês de apuração “m”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

## Representação Gráfica

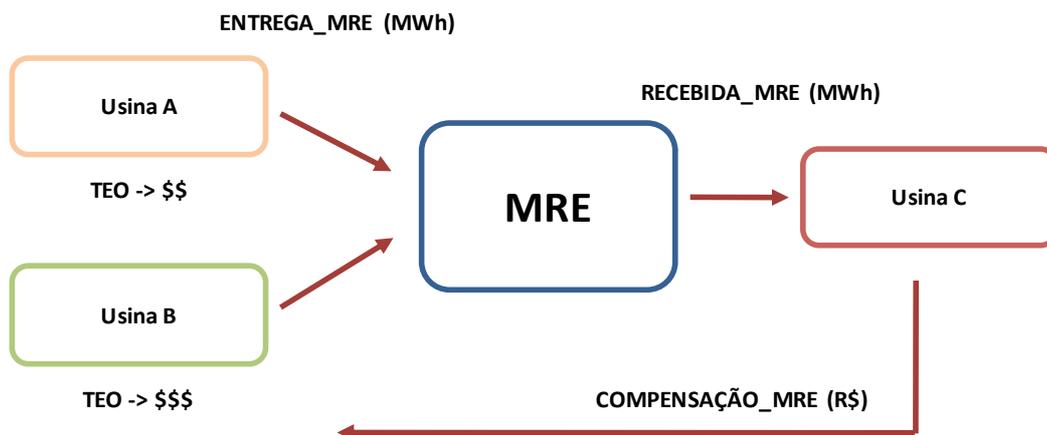


Figura 24: Compensação devida em função do MRE (composição de diferentes TEOs)

**Importante:**

Valores positivos da Compensação do MRE correspondem ao recebimento pela geração alocada da usina aos demais participantes do MRE.

Valores negativos da Compensação do MRE representam um desembolso da usina pela energia alocada a ela, seja para cobertura de sua garantia física ou referente à sua parcela de Direito da Energia Secundária.

### 2.7.2. Dados de Entrada do Cálculo da Compensação da Geração no MRE

Fluxo de Energia no MRE		
FLUXO_MRE <sub>p,j</sub>	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Tarifa de Energia de Otimização		
TEO <sub>p,m</sub>	Descrição	Tarifa de Energia de Otimização da parcela de usina “p” utilizada para valorar os custos da energia trocada no MRE, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$ / MWh
	Fornecedor	ANEEL

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

---

### 2.7.3. Dados de Saída do Cálculo da Compensação da Geração no MRE

---

<b>Compensação do MRE</b>		
<b>COMPENSAÇÃO_M RE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil do agente “a”, referente às suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

---

**ANEXO VII**  
**Contratos**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com contratos firmados na CCEE

O modelo do Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15.03.2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30.07.2004, prevê a comercialização de energia em dois ambientes, Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A comercialização de energia no ACR é destinada à contratação por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição, realizada, principalmente, por meio de leilões de compra ou leilões de ajustes, onde participam como vendedores os agentes permissionários ou autorizados de geração, os autorizados de comercialização ou importação de energia. Os contratos originados dessa contratação são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

A contratação de energia proveniente de Itaipu está direcionada exclusivamente ao ACR, ao passo que a contratação das usinas participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) está direcionada para os dois ambientes de contratação ACR e ACL.

Será integralmente destinado ao ACR, a partir de janeiro/2014, por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN), toda energia oriunda dos empreendimentos de fontes nucleares Angra 1 e 2, conforme Art. 10 da Lei nº 12.111/2009.

Também será integralmente destinada ao ACR, por meio dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), toda energia oriunda de empreendimentos que tiveram concessão ou permissão renovada, conforme Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012.

Outras modalidades de contratação no ACR, definidas aqui como “Contratos Bilaterais Regulados” (CBR), podem decorrer de: Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Licitação Pública de distribuidoras de pequeno porte, conforme regulamentação específica com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras, contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) e contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada.

Em contrapartida, a comercialização de energia no ACL é realizada mediante operações de compra e venda de energia entre agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores de energia elétrica e consumidores livres ou especiais, que atendam as condições previstas na regulamentação.

Todo contrato negociado no ACL tem suas condições de atendimento, preço e demais cláusulas de contratação livremente negociadas entre as partes, sendo esses contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Contratos originados a partir de fontes incentivadas ~~{Fontes incentivadas são empreendimentos de geração de energia renovável com potência instalada não superior a 30 megawatts (MW), como centrais eólicas, térmicas à biomassa e~~

~~usinas com fonte solar, além de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH) que têm capacidade igual ou inferior a 1 megawatt (MW))~~ de energia são denominados Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI).

Todos os contratos celebrados no ACL devem ser registrados na CCEE, conforme o disposto no art. 56 do Decreto nº 5.163/04, e ~~no art. 7º da~~ Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

No processo de registro, os agentes devem informar os dados necessários para possibilitar a correta contabilização, conforme definido em Procedimentos de Comercialização (PdC). Todos os contratos, independentemente do ambiente de contratação, são considerados no processo de contabilização, compondo o lastro de cada agente para todos os efeitos.

As diferenças entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente geradas/consumidas pelos agentes são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) estabelecido pela CCEE.

Para possibilitar a contabilização, os volumes de energia contratados precisam ser discriminados por período de comercialização. Quando os volumes contratados não estiverem definidos nessa base, os agentes deverão realizar dois processos para chegarem a essa dimensão:

- **Sazonalização:** distribuição do volume anual de energia para os meses do ano.
- **Modulação:** distribuição do volume mensal de energia por período de comercialização, ao longo do mês.

No ACL, esses processos devem ser realizados pelo próprio agente, conforme volumes acordados. No ACR, existem diretrizes específicas para a determinação dos volumes, que estão detalhadas no presente documento e em módulo específico de PdC.

Este módulo aborda o tema “Contratos” e estabelece os princípios e condições gerais para sazonalização e modulação dos volumes de energia, bem como informações e características que diferenciam os relacionamentos comerciais considerados pela CCEE, a saber:

- Contratos de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL)
- Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), em suas modalidades por Disponibilidade e Quantidade de energia
- Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF)
- Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN)
- Contratos de Itaipu
- Contratos do PROINFA
- Contratos de Leilão de Ajuste

Por fim, esse módulo determina a posição contratual líquida do agente.

A ~~Figura 1~~**Figura 1** apresenta a relação do módulo de “Contratos” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

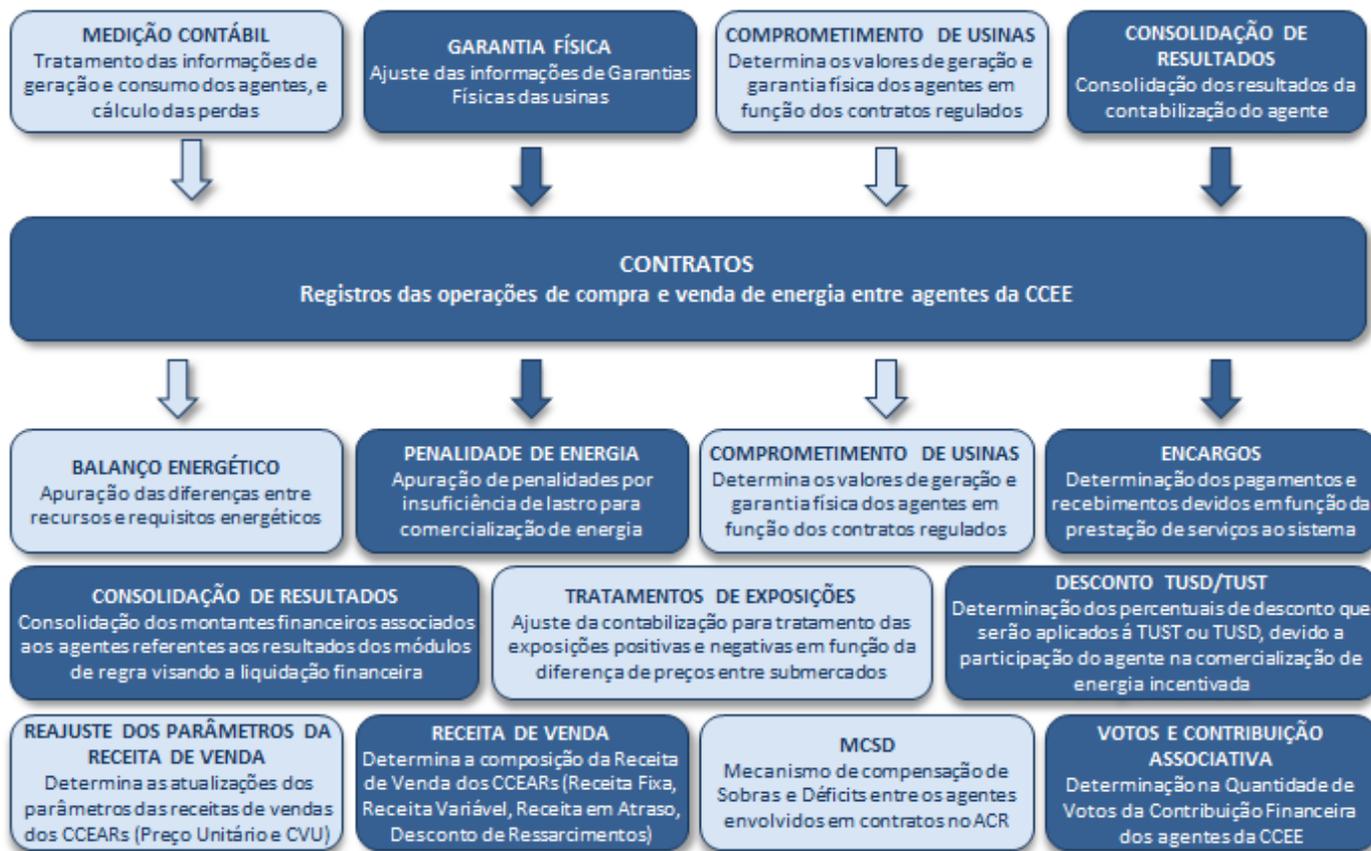


Figura 1: Relação do módulo Contratos com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Contratos”, esquematizado na [Figura 2-Figura-2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo:

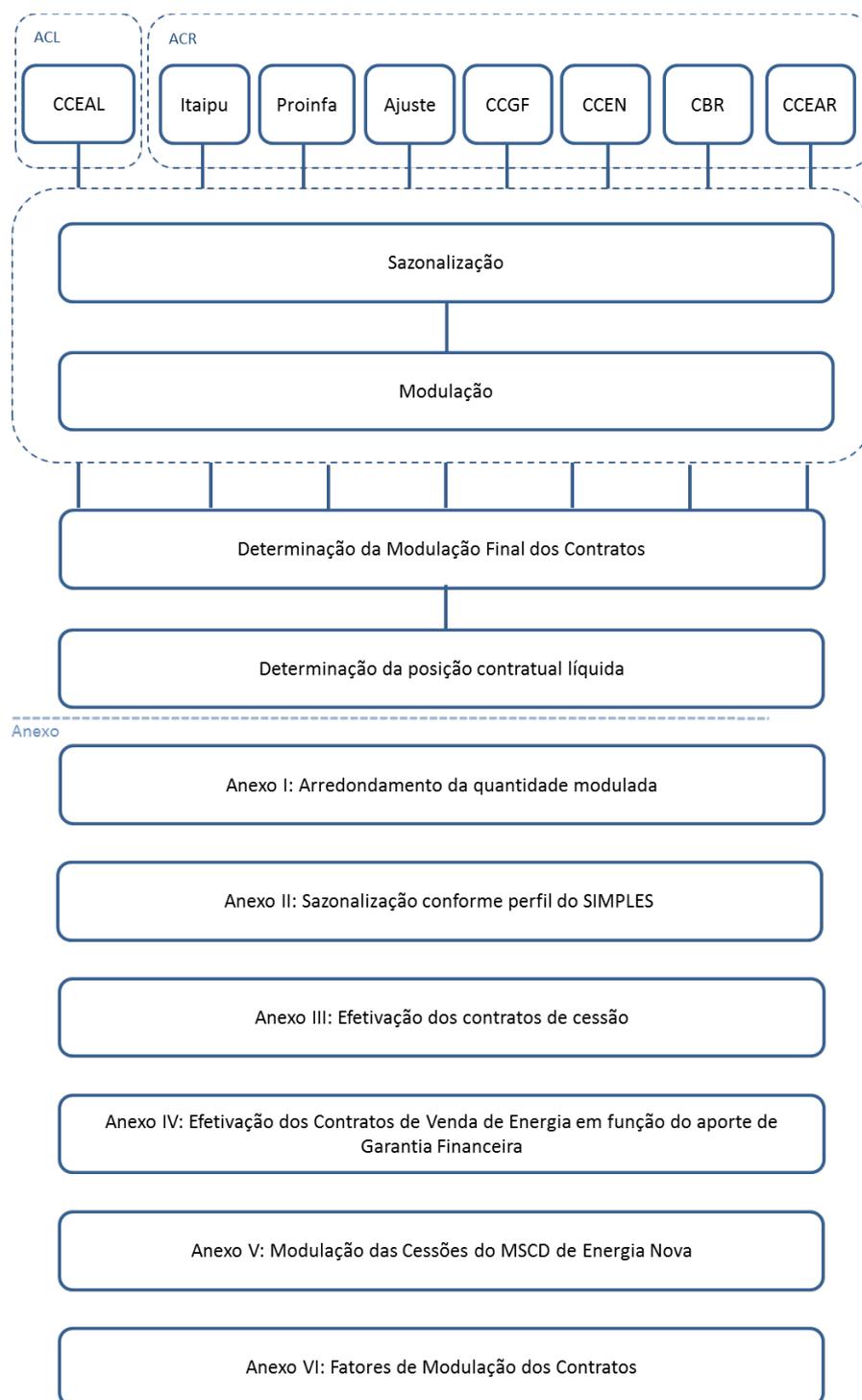


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

São apresentadas a seguir as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento, sendo que as duas primeiras têm características específicas, de acordo com o tipo de contrato a que se referem:

#### **Contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL**

- **CCEAL:** os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre resultam da livre negociação entre os agentes, respeitada a legislação/regulamentação vigente, sem a interferência da CCEE.

## Contratos no Ambiente de Contratação Regulada - ACR

- **CCEARs:** os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado são contratos que formalizam a contratação de energia por meio dos leilões realizados para o atendimento da demanda das distribuidoras.
- **CCGFs:** os Contratos de Cota de Garantia Física são contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida por meio do Decreto nº 7.805/2012, para o atendimento da demanda das distribuidoras.
- **CCEN:** os Contratos de Cotas de Energia Nuclear são contratos que formalizam a contratação de energia e potência na forma estabelecida na Lei nº 12.111/2009 e [regulamentação específica REN nº 530/2012](#), para atendimento da demanda das distribuidoras pertencentes ao Sistema Interligado Nacional – SIN.
- **Contratos de Itaipu:** as quantidades de potência e de energia disponibilizados para contratação pelo Brasil (incluída a parcela adquirida do Paraguai) são repassadas às concessionárias dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste nas cotas-partes a elas destinadas pelo Poder Concedente de forma compulsória.
- **Contratos do PROINFA:** O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica estabelece a contratação de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).
- **Contratos de Leilão de Ajuste:** as distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor por meio de leilões de energia realizados no ACR. Para cumprir tal obrigação, as distribuidoras podem contemplar, em seu portfólio de compra, a energia elétrica contratada em leilões de ajuste.
- **Contratos Bilaterais Regulados:** são aqueles aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL, conforme Inciso II do Art. 2º do Dec. 5.163/2004, provenientes de Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Licitação Pública de distribuidoras [de pequeno porte, conforme regulamentação específica](#) ~~com mercado próprio menor que 500 GWh/ano~~, Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras, contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) e contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada.

## Contratos

- **Sazonalização:** Processo de determinação dos volumes mensais de energia com base no volume anual contratado para os CCEARs.
- **Definição de montantes e vigência:** Para os CCEALs e para os CBRs, o agente deverá definir um montante, em MW médios, e sua respectiva vigência, que podem ou não estar atrelados a um determinado mês. A partir dessas informações, os volumes mensais e anuais serão calculados no processo de contabilização.
- **Modulação:** Processo de determinação dos valores de energia para cada período de comercialização com base no volume mensal contratado. Para os CCEALs e para os CBRs a modulação é definida com base em montante mensal ou com base em períodos inferiores, denominados vigências de montantes.

## Determinação da posição contratual líquida

Definição do saldo vendedor ou comprador do agente em função dos contratos de venda e de compra de energia elétrica registrados em cada submercado e em cada período de comercialização.

### Anexo I

- **Arredondamento da quantidade modulada:** O somatório dos valores por período de comercialização deve ser igual à quantidade mensal do contrato. Para garantir tal igualdade, faz-se necessário o arredondamento da quantidade modulada não ajustada para, assim, determinar a quantidade modulada do contrato.

### Anexo II

- **Sazonalização conforme perfil do SIMPLES:** Para os CCEARs por quantidade, caso não seja acordado entre as partes, e para os Contratos de Cota de Garantia Física, a sazonalização é feita conforme perfil do SIMPLES declarado pela distribuidora à EPE.

### Anexo III

- **Efetivação dos contratos de cessão:** A efetivação dos contratos de cessão visa garantir que a Cessão de Montantes de Energia Elétrica e de Potência está limitada à quantidade e ao prazo final do Contrato Original de Compra e Venda de Energia Elétrica registrado e validado na CCEE.

### Anexo IV

- **Efetivação dos contratos em função do não aporte de Garantia Financeira:** Efetivação dos contratos de venda de energia elétrica no volume correspondente à exposição ao Mercado de Curto Prazo para os agentes cuja garantia financeira constituída for inferior à solicitada no mês de apuração.

### Anexo V

- **Modulação das Cessões do MSCD de Energia Nova:** Determinação da quantidade sazonalizada, modulada e efetivada por período de comercialização de cada Contrato de Cessão de Energia Nova, proveniente do MSCD de Energia Nova.

### Anexo VI

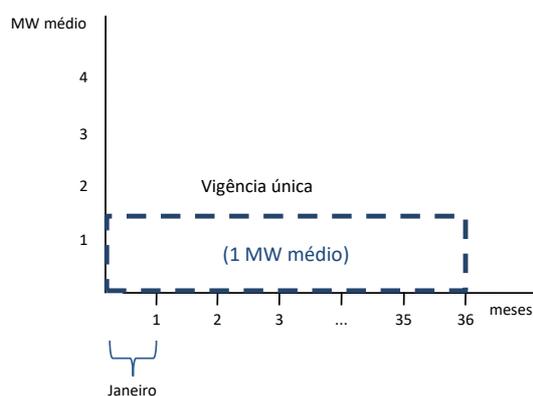
- **Fatores de Modulação dos contratos:** Os Fatores de Modulação dos contratos correspondem a definição da proporção do montante de contrato entregue hora a hora a um comprador, seguindo um perfil de carga ou de geração.

## 1.1.2. Contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL

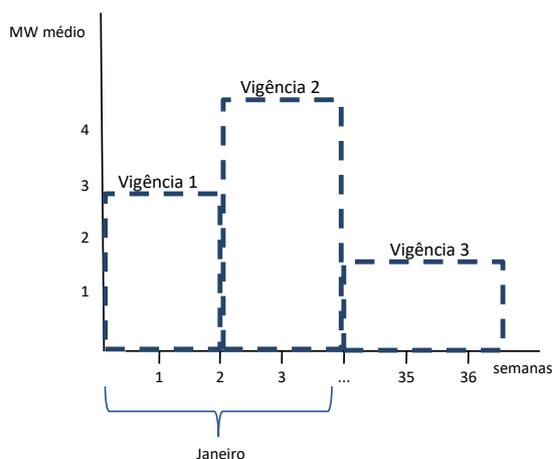
Os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL) resultam da livre negociação entre os agentes, respeitada a legislação/regulamentação vigente, sem a interferência da CCEE.

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica e respectivas alterações devem ser registrados na CCEE, independentemente da data de início de suprimento, para fins de Contabilização e Liquidação Financeira, segundo as condições e prazos previstos em Procedimentos de Comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL.

- **Definição dos montantes e vigência:** Este processo consiste na definição dos volumes de energia contratados, em MW médio, em uma determinada vigência, de acordo com um perfil de entrega previamente validado pelas partes. A figura 3 apresenta dois exemplos de definição de montantes e vigência. No primeiro exemplo tem-se um contrato com uma única vigência, para a qual o montante não se altera. Já o segundo exemplo apresenta um contrato que possui diferentes montantes para diferentes vigências.



Exemplo de contrato com vigência única



Exemplo de contrato com diversas vigências

Figura 3: Representação gráfica da definição de montantes e vigências

Dessa forma, a definição da vigência de montante consiste na discretização da sazonalidade do agente, de acordo com um perfil de entrega previamente validado pelas partes, independentemente da periodicidade do registro do contrato (semanal), ou da periodicidade da contabilização (mensal).

- **Modulação de CCEAL:** A modulação corresponde ao processo de determinação de valores de energia em cada período de comercialização. A distribuição do montante mensal/vigência pelo número de períodos de comercialização é feita de acordo com um perfil de entrega, também, previamente validado entre as partes.

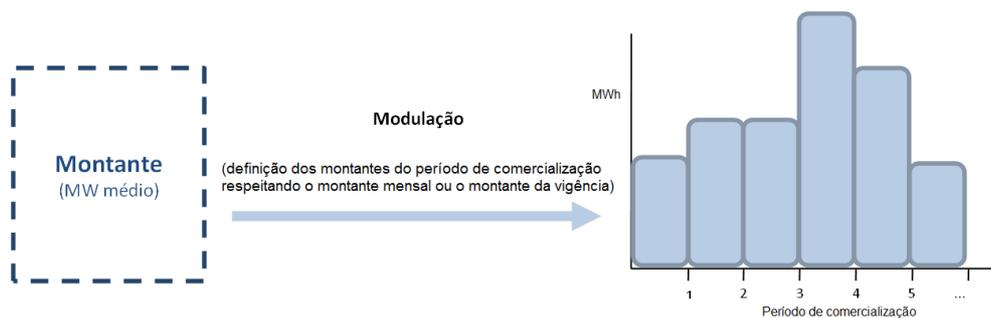


Figura 4: Representação gráfica da modulação

Caso a modulação não seja realizada ou mesmo validada dentro dos prazos estabelecidos no PdC correspondente, o CCEAL é modulado automaticamente pelo SCL, dividindo-se proporcionalmente o total de energia mensal/vigência pelo número de horas do mês/vigência (modulação *flat*).

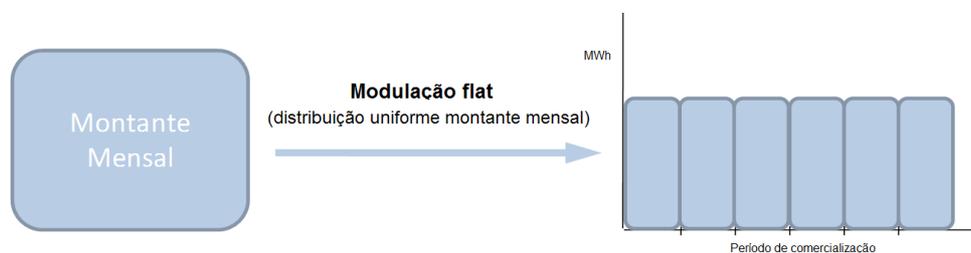


Figura 5: Representação gráfica de modulação *flat* realizada pelo sistema

De forma a facilitar a modulação do CCEAL, os agentes podem, de comum acordo, vincular sua modulação à medição de ativos de geração ou consumo ou, ainda, conforme o perfil de geração das usinas integrantes do MRE.

Dessa forma, os CCEAL com Modulação Vinculada possibilitam que a modulação do contrato seja realizada de forma automática pela CCEE, conforme um perfil pré-estabelecido atrelado à medição de um ativo específico ou um conjunto de ativos, desde que devidamente acordado entre as partes. Essa funcionalidade pode ser realizada de três maneiras distintas, sendo elas:

#### **Modulação de CCEAL conforme Carga ou conjunto de Cargas**

Essa funcionalidade processa a modulação de um CCEAL conforme o perfil da medição apurada de uma carga específica ou um conjunto de cargas modeladas na CCEE. De modo semelhante ao CCEAL firmado entre empresas do mesmo grupo econômico, cuja parte compradora pertence à categoria de distribuição.

#### **Modulação de CCEAL conforme Geração ou conjunto de Usinas**

De modo análogo à funcionalidade disponível para modulação de CCEAL conforme uma carga ou conjunto de cargas, a modulação conforme geração vincula o processo de modulação de CCEAL ao perfil da medição apurada de uma usina ou um conjunto de usinas modeladas na CCEE.

#### **Modulação de CCEAL conforme MRE**

A modulação conforme o MRE permite às contrapartes de um CCEAL que o contrato seja modulado de acordo com o perfil realizado pelo conjunto de usinas que integram o MRE em todo o SIN.

### 1.1.3. Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs

Os CCEARs são contratos que formalizam a contratação de energia por meio dos leilões realizados para o atendimento da demanda das distribuidoras, e são promovidos diretamente pela ANEEL ou por intermédio da CCEE (Conforme determinado no § 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004), observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

Tais processos licitatórios contemplam tratamento para energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, energia proveniente de novos empreendimentos de geração e fontes alternativas.

~~O cronograma para a realização dos leilões tem por base o Ano “A”, que corresponde ao ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelas distribuidoras nos leilões, sendo divididos em:~~

- ~~▪ Leilão “A” – 5: realizado no quinto ano anterior ao ano “A”, para compra de energia de novos empreendimentos de geração;~~
- ~~▪ Leilão “A” – 3: realizado no terceiro ano anterior ao ano “A”, para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração;~~
- ~~▪ Leilão “A” – 1: realizado no ano anterior ao ano “A”, para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes.~~

~~Em até sessenta dias a~~ Antes da data prevista para a realização de cada um dos leilões, conforme regulamentação específica, as distribuidoras declaram ao MME os volumes a serem contratados no centro de gravidade de seus submercados para atendimento à totalidade de suas cargas.

Com posse dessa informação, o Poder Concedente define o volume demandado para cada leilão, correspondente à energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional.

Além de homologar a quantidade de energia elétrica a ser contratada, o MME aprova também a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.

Os preços máximos para aquisição de energia nos leilões são definidos pelo MME, e o critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004) é utilizado para definir os vencedores, ou seja, aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras.

Ao término dos leilões resultam os CCEARs, contratos bilaterais padronizados, celebrados entre cada vendedor e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição.

Os prazos de duração dos contratos são definidos nos editais de cada leilão. ~~Para os leilões “A” – 1, também conhecidos por Leilões de Energia Provenientes de Empreendimentos Existentes, o prazo de suprimento é de, no mínimo, 03 (três) e, no máximo, 15 (quinze) anos; para os leilões “A” – 3 e “A” – 5, também conhecidos por Leilões de Energia Provenientes de Novos Empreendimentos, o prazo é de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 35 (trinta e cinco) anos.~~

Os CCEARs, conforme detalhado a seguir, podem ser da modalidade por “quantidade” ou “disponibilidade”.

### CCEARs por quantidade

Os contratos na modalidade “quantidade de energia” são aqueles em que o vendedor é responsável pela entrega da quantidade de energia contratada no centro de gravidade do submercado do empreendimento de geração, assumindo os custos decorrentes do risco hidrológico referente à operação energética integrada.

Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre os submercados da entrega e do consumo são assumidos pelo comprador, uma vez que o ponto de entrega é no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração.

Os volumes anuais dos CCEARs por quantidade são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização.

A sazonalização de um CCEAR por quantidade é realizada mediante acordo entre as partes e, caso não seja efetuada nos prazos previstos em PdC, a distribuição em quantidades mensais é feita seguindo o perfil da carga declarada pela compradora ao final de cada ano e consolidada pelo SIMPLES, ou seu substituto, de acordo com limites máximos e mínimos definidos em cláusula contratual.

Por sua vez, a modulação é feita conforme o perfil da carga remanescente, descontados todos os outros contratos registrados na CCEE em nome da distribuidora, respeitando o limite de potência associado do contrato.

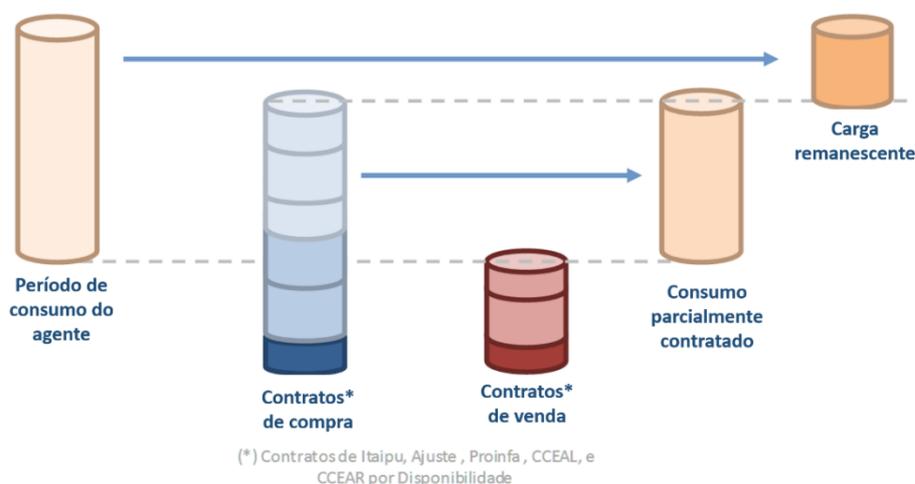


Figura 6: Identificação da carga remanescente, a ser coberta por CCEARs por quantidade

Todavia, para os CCEAR por quantidade, provenientes de Leilões de Projetos Estruturantes, até o mês da entrada em operação comercial da última unidade geradora, definido no Contrato de Concessão, a modulação é realizada de forma *flat*.

### CCEARs por disponibilidade

Os contratos na modalidade “disponibilidade de energia”, para contratação de energia proveniente de empreendimentos termelétricos, são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de

produção em relação à garantia física são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do leilão e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.

Nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas.

Os volumes anuais dos CCEARs por disponibilidade são definidos no leilão que o originou, sendo necessária a realização dos processos de sazonalização e modulação para efeito de contabilização.

Na sazonalização de um CCEAR por disponibilidade, a quantidade anual é distribuída uniformemente em todos os meses de vigência do contrato no ano, proporcionalmente ao número de horas de cada mês (sazonalização *flat*).

Por sua vez, na modulação a distribuição da energia contratada para cada período de comercialização é feita conforme o perfil da carga do comprador, respeitando o limite de potência associado do contrato.

#### **Contratos de Cota de Garantia Física - CCGFs**

Os contratos na modalidade “Cota de Garantia Física”, para contratação de energia proveniente de empreendimentos de geração englobados pela Lei nº 12.783/13, são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção em relação à garantia física são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do rateio de cotas e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.

Nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas.

Tais contratos são registrados separadamente entre o agente concessionário e os cotistas no submercado do empreendimento, sendo os valores de potência e as quantidades mensais de energia definidos pela aplicação da cota-parte de cada agente de distribuição, conforme percentual informado anualmente pela Aneel.

A sazonalização de cada CCGF será por meio do perfil de carga declarado ao SIMPLES pelas distribuidoras cotistas, e a modulação será conforme perfil de geração do MRE ou perfil de geração da usina.

#### **Contrato de Cotas de Energia Nuclear – CCENs**

Os Contratos de Cotas de Energia Nuclear, instituídos para contratação de energia proveniente de Angra 1 e 2, são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção são alocados ao grupo de distribuidoras participantes do rateio e, posteriormente, repassados aos consumidores regulados por meio das tarifas.

Nesse tipo de contrato, as distribuidoras ficam sujeitas às exposições financeiras no mercado de curto prazo, sejam elas positivas ou negativas, nas proporções de cada cota-parte.

Tais contratos são registrados separadamente entre o agente concessionário de geração e o agente de distribuição, no submercado da usina, sendo o montante de energia comercializado entre as partes definido pela aplicação de cota-parte estabelecido pela Aneel.

A sazonalização é *flat*, sendo a quantidade anual distribuída uniformemente em todos os meses no ano, proporcionalmente ao número de horas de cada mês.

Por sua vez, na modulação a distribuição da energia contratada para cada período de comercialização é feita conforme o perfil de carga da distribuidora.

### **Contratos Bilaterais Regulados - CBRs**

Os Contratos Bilaterais Regulados são aqueles aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL, conforme Inciso II do Art. 2º do Dec. 5.163/2004, provenientes de Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Licitação Pública de distribuidoras de pequeno porte, conforme regulamentação específica com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras, contratos celebrados anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) e contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada.

Nesse conjunto, há contratos firmados entre empresas do mesmo grupo econômico, cuja parte compradora pertencente à categoria de distribuição. Para esses contratos, a modulação será feita, conforme indicação da ANEEL ~~(Art. 4º da Resolução Normativa 341/2008)~~.

~~Para os contratos decorrentes de Geração Distribuída e oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada, os empreendimentos de geração utilizados como lastro devem ser identificados.~~

### **Contratos de Itaipu**

A Itaipu Binacional foi criada pelo Tratado de Itaipu celebrado entre Brasil e Paraguai, em 26 de abril de 1973, com a finalidade de realizar o aproveitamento hidrelétrico dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países.

Originalmente, a energia produzida pela usina de Itaipu destinada ao Brasil seria adquirida pelas empresas Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Eletrobras, e essas repassariam a potência contratada e a respectiva energia associada às concessionárias por elas atendidas.

A partir da publicação da Lei nº 10.438/2002, a Eletrobras passou a ser responsável pela aquisição e comercialização da energia gerada por Itaipu, assumindo o papel de agente comercializador de energia de Itaipu.

Como a área de atuação das subsidiárias Furnas e Eletrosul abrangem os subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, as quantidades de potência e de energia disponibilizados para contratação pelo Brasil (incluída a parcela adquirida do Paraguai - Conforme previsto no Tratado de Itaipu, a energia produzida pelo aproveitamento hidrelétrico é dividida em partes iguais entre os dois países, sendo reconhecido a cada um deles o direito de aquisição da energia que não seja utilizada pelo outro país para seu próprio consumo) são repassadas às concessionárias dessas regiões nas cotas-partes a elas destinadas pelo Poder Concedente de forma compulsória.

As cotas-partes correspondem a frações da potência, e respectiva energia vinculada, contratada pela Eletrobras com Itaipu Binacional, na proporção do mercado de todas as distribuidoras dos referidos subsistemas, desde que não mantenham compra regulada integralmente com as distribuidoras cotistas.

São considerados detentores de cotas-partes de Itaipu os concessionários dos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste, conforme legislação específica que comercializem energia em quantidade anual igual ou superior a 300 GWh (Conforme art. 3º da Lei nº 5.899/1973, com redação dada pela

~~Medida Provisória nº 1.819-1/1999) e as pequenas distribuidoras dos mesmos subsistemas que deixarem de adquirir energia diretamente de distribuidoras de maior porte.~~

Em face de alterações no mercado de energia elétrica das empresas cotistas, há necessidade de ajuste nas cotas-partes, sendo os valores publicados anualmente pela ANEEL, ~~até o dia 31 de dezembro do sexto ano anterior ao ano de vigência~~ conforme regulamentação vigente.

Na contabilização feita no âmbito da CCEE, os efeitos da energia comercializada entre o agente comercializador de energia de Itaipu e os diversos agentes de distribuição cotista são representados por meio de contratos, denominados contratos de Itaipu.

Tais contratos são registrados separadamente para cada cotista em seus respectivos submercados, sendo os valores de potência e as quantidades mensais de energia definidos pela aplicação da cota-parte de cada agente de distribuição ao valor da potência de Itaipu contratada e à sua energia vinculada, conforme informado anualmente pela ANEEL.

As partes envolvidas em um contrato de Itaipu podem apenas visualizar seu contrato no SCL, uma vez que as quantidades de energia e potência são determinadas em ato regulatório.

Todos os contratos de Itaipu são modulados seguindo o perfil de geração do MRE.

Para fins de aplicação das Regras e Procedimentos de Comercialização, a usina de Itaipu é representada pela Eletrobras, no papel de agente comercializador de energia de Itaipu.

### **Contratos do PROINFA**

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), coordenado pelo MME e instituído pela Lei nº 10.438/2002, estabelece a contratação de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Os contratos do PROINFA representam os efeitos da energia comercializada pela Eletrobras na CCEE, da energia elétrica produzida por usinas participantes do referido programa com as concessionárias de distribuição e consumidores livres, adquirentes das cotas de energia, ~~conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004~~.

Anualmente, a Eletrobras estabelece as cotas anuais de energia elétrica que integram o programa, com base no total da energia contratada das usinas participantes, constantes do Plano Anual do PROINFA (PAP) para o ano de referência, e distribuídas aos agentes cotistas na proporção do referido mercado, incluída a subclasse "Residencial Baixa Renda", ou do consumo de energia elétrica no caso de consumidor livre ou autoprodutor.

Essas cotas anuais de energia são tratadas sob a forma de compromisso de entrega entre a Eletrobras e os agentes detentores das referidas cotas, sob a forma de contratos registrados por período de comercialização no SCL.

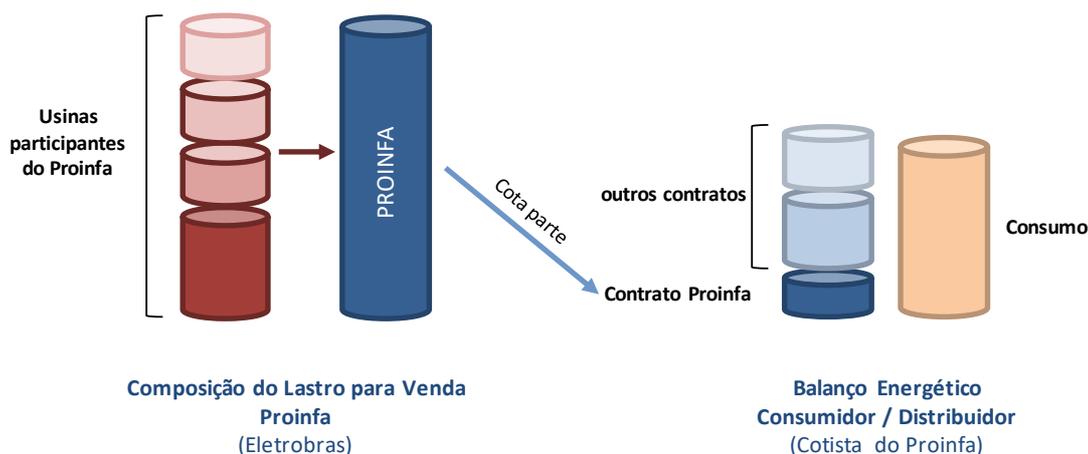


Figura 7: Representação gráfica da composição do lastro de venda do PROINFA e da contribuição dos contratos do PROINFA para composição de para cobertura do consumo

Para o processo de contabilização e liquidação faz-se necessário modular os contratos e, assim, determinar a quantidade contratada, por período de comercialização, de cada cotista do PROINFA, que serve de lastro para cobertura do consumo correspondente para fins de contabilização.

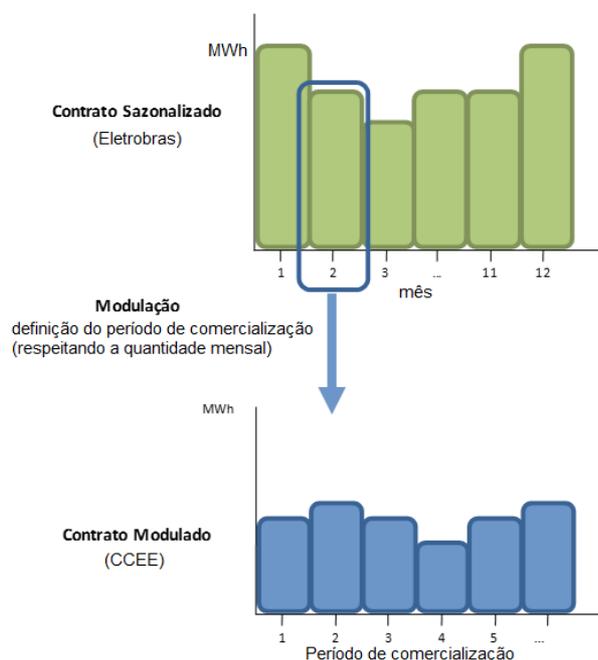


Figura 8: Representação gráfica da modulação de contratos do PROINFA

### Contratos de Leilão de Ajuste

Conforme estabelecido na Lei nº 10.848/2004, as distribuidoras de energia elétrica devem contratar a totalidade da demanda de seu mercado consumidor por meio de leilões de energia realizados no ACR, os quais são promovidos pela ANEEL diretamente, ou pela CCEE, mediante delegação.

Para cumprir tal obrigação, as distribuidoras podem contemplar, em seu portfólio de compra, a energia elétrica contratada em leilões de ajuste.

Os leilões de ajuste são processos licitatórios específicos para contratações de energia pelas distribuidoras para fins de possibilitar a complementação da quantidade de energia elétrica necessária para o atendimento à totalidade de suas cargas.

O processo, previsto no art. 26 do Decreto nº 5.163/2004 e ~~em regulamentação específicas Resoluções Normativas ANEEL nº 162/2005 e nº 277/2007~~, tem por finalidade criar um mecanismo competitivo para aquisição de energia elétrica, assegurando publicidade, transparência e igualdade de acesso.

~~A quantidade demandada é determinada a cada leilão pelas próprias distribuidoras, sendo que a quantidade anual contratada nessa modalidade de leilão por uma distribuidora não pode exceder 1% da respectiva carga total contratada.~~

~~Assim como as quantidades demandadas, os preços máximos de energia (em R\$/MWh) são fixados pelas distribuidoras e de acordo com critérios próprios. Destaca-se que o valor de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica em leilões de ajuste às tarifas dos consumidores finais é limitado ao Valor Anual de Referência (VR) vigente no ano de início da entrega da energia contratada.~~

Como vendedores, podem participar os concessionários, permissionários e autorizados de geração e os autorizados de comercialização ou importação de energia elétrica.

Os vendedores são integralmente responsáveis pelo atendimento do volume ofertado durante todo o período de vigência do contrato de ajuste, tendo que, para isso, manter lastro para a venda de energia e potência para garantir 100% do suprimento.

Os contratos de leilão de ajuste são relacionamentos bilaterais com modelo padronizado de contrato de compra e venda de energia elétrica em ambiente de contratação regulado, resultantes de cada processo licitatório.

~~Tais contratações são registradas na ANEEL e na CCEE, tendo o início de entrega da energia elétrica no prazo máximo de 04 (quatro) meses, a contar da realização do leilão e com prazo de suprimento de até 02 (dois) anos.~~

As informações de início de suprimento, duração contratual, assim como o submercado de entrega são características dos produtos dos leilões, definidas pelos próprios compradores.

A sazonalização de um contrato de leilão de ajuste é realizada uma única vez, pelo comprador, para todos os meses contratuais de cada ano civil, de acordo com limites máximos e mínimos definidos no contrato, respeitados os limites de potência associada e os prazos constantes dos Procedimentos de Comercialização correspondentes.

Caso a sazonalização não seja realizada ou não seja validada pelo vendedor dentro dos prazos estabelecidos no PdC correspondente, o contrato é sazonalizado automaticamente pelo SCL, dividindo-se proporcionalmente o total de energia anual pelo número de horas de cada mês (sazonalização *flat*).

A modulação da energia contratada de cada mês deve ser realizada pelo comprador, respeitando os limites de potência associada.

Caso a modulação não seja realizada, ou não seja validada pelo vendedor dentro dos prazos estabelecidos no PdC correspondente, ela será feita automaticamente pelo SCL, dividindo a quantidade mensal pelo número de horas do respectivo mês (modulação *flat*).

### **Posição Líquida de Contratos**

O cálculo da posição líquida de contratos determina a quantidade de energia contratada líquida para cada agente da CCEE, o que equivale à diferença entre todos os contratos de venda e de compra, registrados para o agente em cada submercado, em cada período de comercialização. Valores positivos indicam uma posição vendedora de contratos, valores negativos apontam para uma posição compradora.

Conforme detalhado no módulo “Balanço Energético”, a posição líquida de contratos, assim como o consumo total do agente, é deduzida do total de energia gerada/alocada do agente para se obter a quantidade de energia transacionada no Mercado de Curto Prazo da CCEE (MCP).

## **2. Detalhamento das Etapas dos Contratos no Ambiente de Contratação Livre**

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### **2.1. Contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL**

#### **Objetivo:**

Definir as premissas gerais para um CCEAL dos CCEALs.

#### **Contexto:**

O objetivo desse submódulo é apresentar as premissas gerais para os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre. A [Figura 9](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

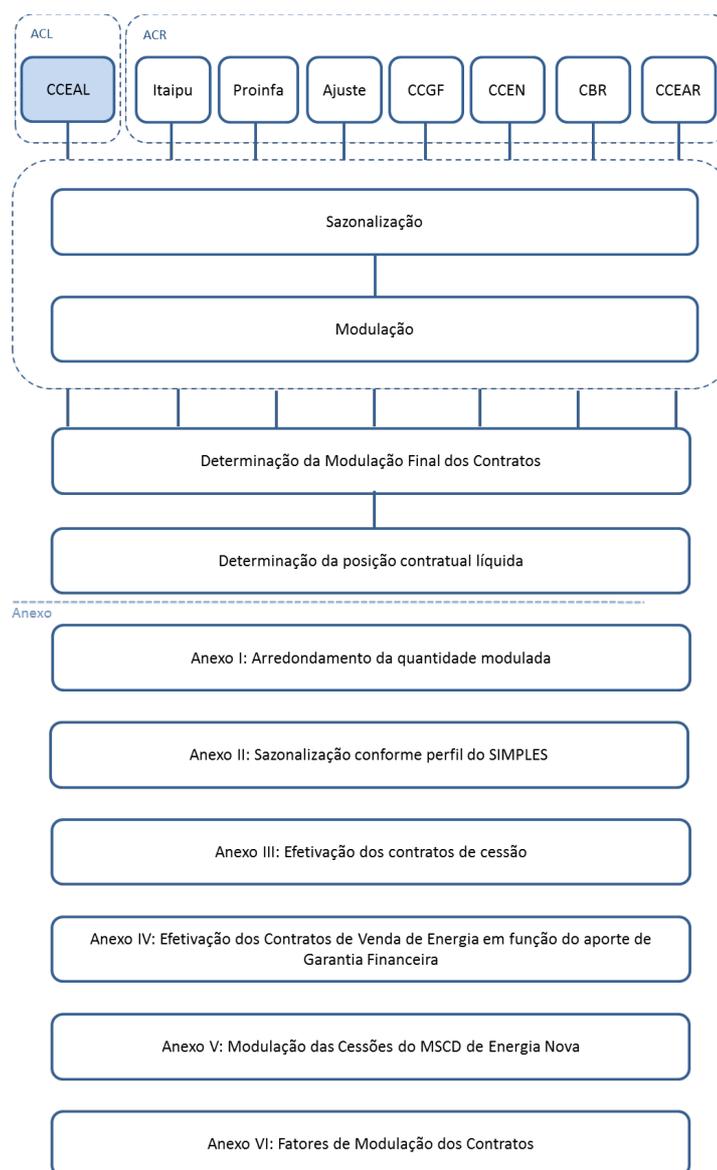


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 2.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos CCEALS

Para os CCEALS, devem ser observadas as seguintes premissas:

1. Cada CCEAL é identificado como um relacionamento comercial entre um agente comprador e um agente vendedor.
2. O CCEAL é registrado no submercado de entrega da energia.
3. A CCEE identificará os CCEALS e os respectivos limites relativos a agentes que tenham direito ao alívio de exposição, função da diferença de preços nos submercados origem e destino, por meio do eventual excedente financeiro apurado.
4. A determinação do montante contratado e de sua vigência, assim como o processo de modulação do contrato são facultativas ao agente, exceto a modulação dos CCEALS firmados entre empresas do mesmo grupo econômico, onde o comprador pertence à categoria de

distribuição, que serão realizadas conforme premissas específicas estabelecidas nesse documento.

- 4.1. Para os CCEALs provenientes de negociações firmadas no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, a modulação é determinada de forma *flat*, conforme comando regulatório. Os contratos decorrentes do MVE serão inseridos no Sistema diretamente pela CCEE não sendo passíveis de edição pelas partes vendedora ou compradora.
5. Para CCEALs, os montantes e vigências são considerados apenas com a validação das contrapartes.

## **2.2. Determinação da Quantidade Mensal de CCEALs**

### **Objetivo:**

Definir os valores mensais de energia com base nos montantes da vigência no mês validada para um CCEAL.

### **Contexto:**

O objetivo desse submódulo é apresentar como são definidas as quantidades mensais de energia relativas aos CCEALs.

A [Figura 10](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

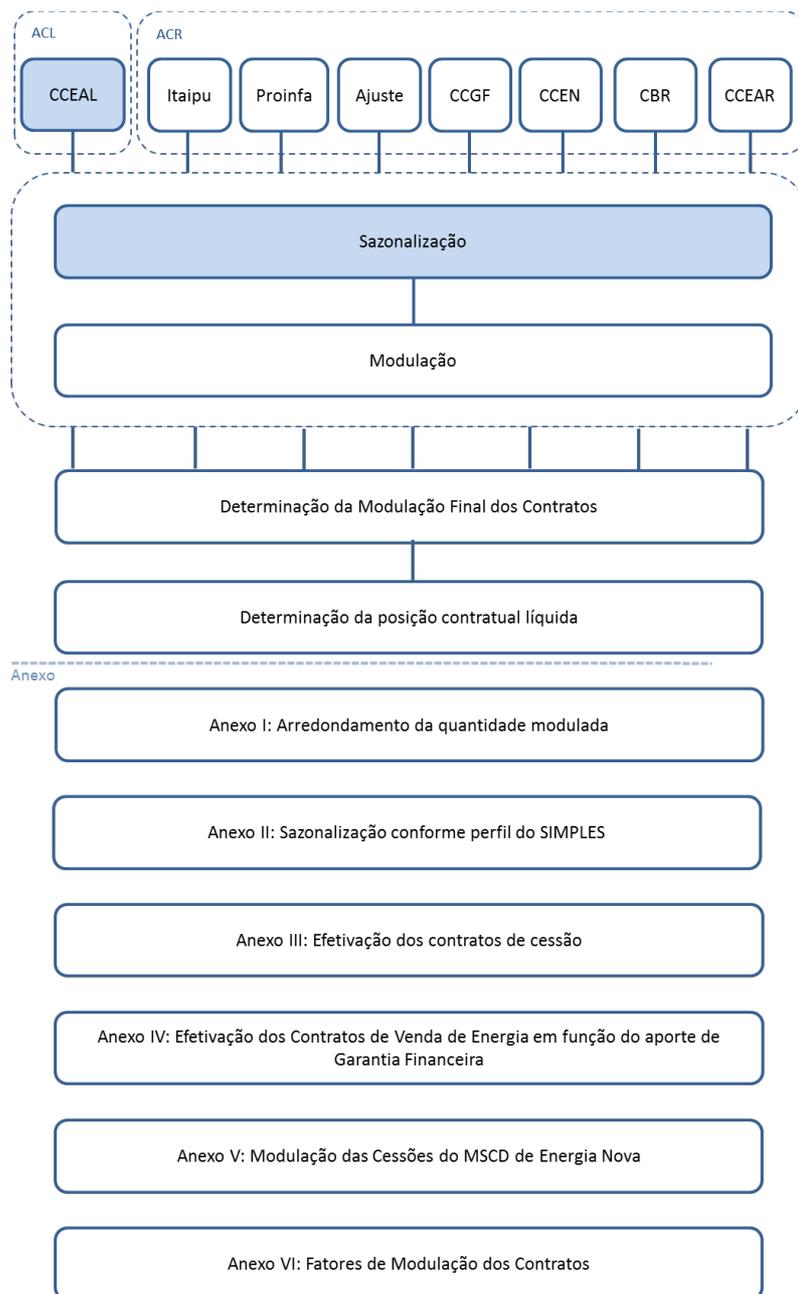


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 2.2.1. Detalhamento dos CCEALS

O processo de determinação da Quantidade Sazonalizada para cada CCEAL é composto pelos seguintes comandos e expressões:

6. A Quantidade Sazonalizada de um CCEAL é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada mês de apuração, dado pela expressão:

$$QM_{e,m} = \sum_{j \in m} CQ_{e,j}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

### 2.2.2. Dados de Entrada da Determinação da Quantidade Mensal de CCEALs

		Quantidade Modulada do Contrato	
$CQ_{e,j}$	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”	
	Unidade	MWh	
	Fornecedor	Contratos (Anexo IV – Ajuste Final da Modulação de Contratos)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

### 2.2.3. Dados de Saída da Determinação da Quantidade Mensal de CCEALs

		Quantidade Sazonalizada do Contrato	
$QM_{e,m}$	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”	
	Unidade	MWh	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

## 2.3. Modulação de CCEALs

### Objetivo:

Definir os valores de energia por período de comercialização de um CCEAL para o mês a ser contabilizado.

### Contexto:

O objetivo desse submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada CCEAL. A [Figura 11](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

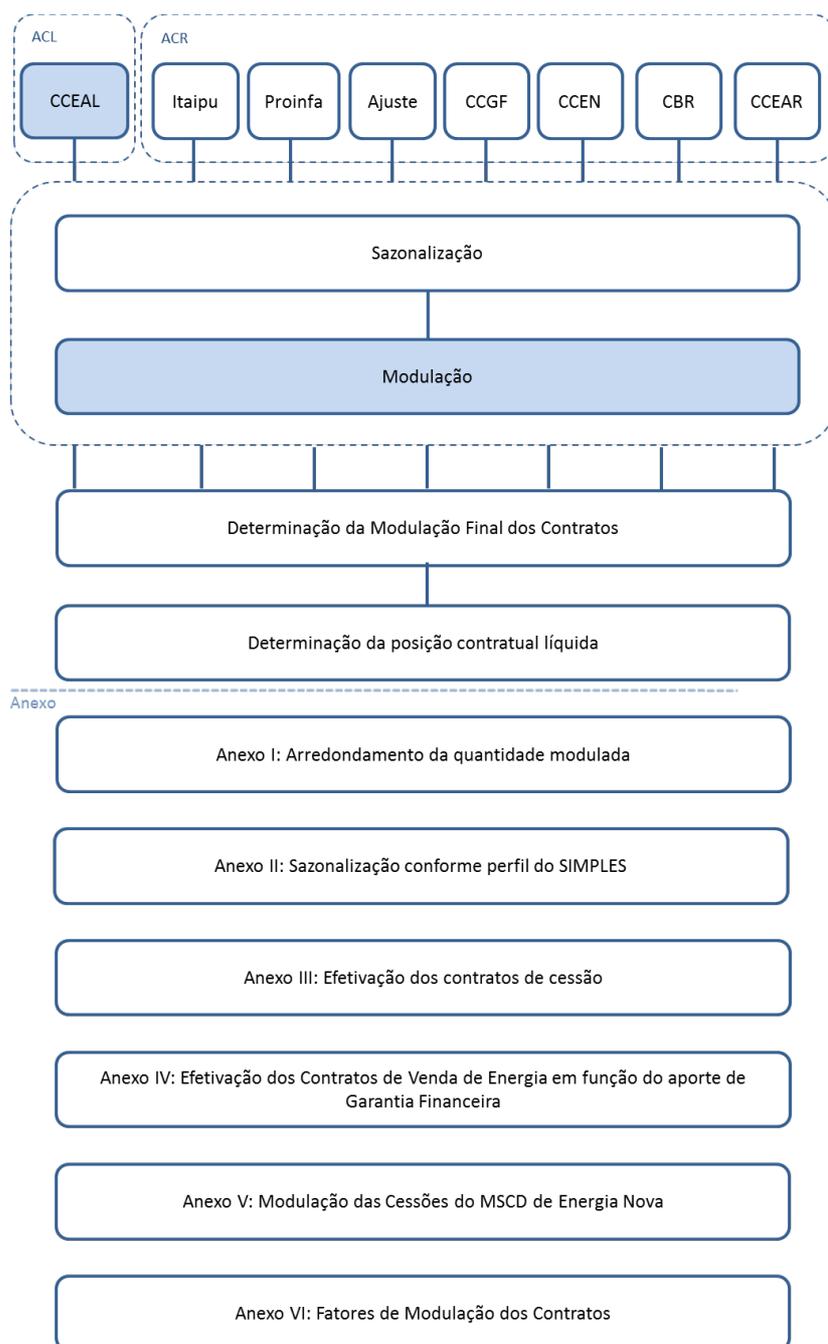


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 2.3.1. Detalhamento do processo de modulação de CCEALS

O processo de modulação de CCEALS é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### Contratos CCEAL com Modulação Livrementemente Acordada Entre as Partes

7. A modulação de um CCEAL é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada período de comercialização:

$$MV\_MMAF_{e,j} = CQ\_LAEP_{e,j}$$

Onde:

$MV\_MMAF_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado Final na vigência do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$CQ\_LAEP_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Livrementemente Acordada Entre as Partes do Contrato “e” no período de comercialização “j”

- 7.1. O somatório dos valores por período de comercialização deve ser igual à quantidade da vigência do montante.
- 7.2. Caso a vigência do montante supere um mês, considera-se somente as horas pertencentes ao mês.

### Representação Gráfica

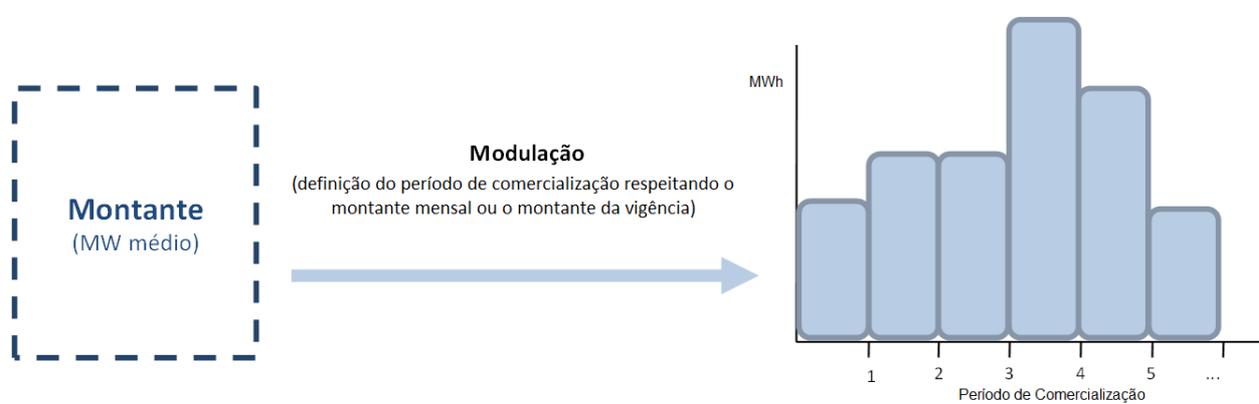


Figura 12: Representação gráfica da modulação livremente acordada entre as partes

### Contratos CCEAL com Modulação *Flat*

8. Para contratos sem valores para cada período de comercialização definidos, ou não validados dentro dos prazos determinados nos Procedimentos de Comercialização correspondentes, a modulação *flat* corresponde à distribuição uniforme (modulação *flat*) do Montante mensal, ou do período de vigência do relacionamento comercial dentro do mês, conforme expressão a seguir:

$$MV\_PRE_{e,j} = MV_{e,v} * SPD_m$$

Onde:

$MV\_PRE_{e,j}$  é o Montante Modulado Preliminar na vigência do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

### Representação Gráfica

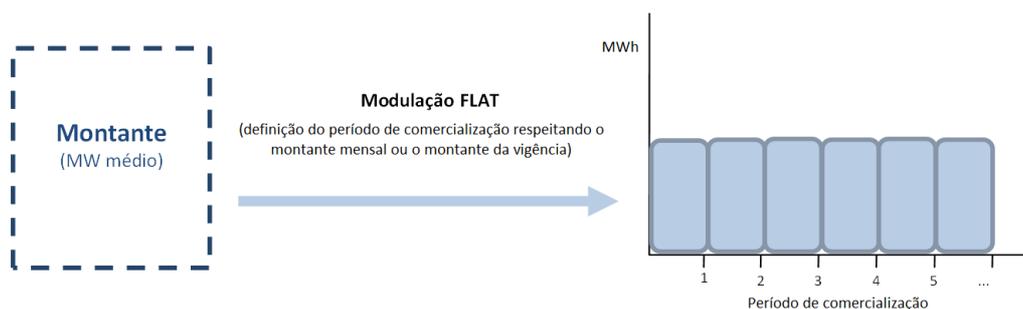


Figura 13: Representação gráfica da modulação *flat*

**Importante:**

Os CCEALs resultantes do Mecanismo de Venda de Excedentes possuem modulação *flat*.

**Contratos CCEAL com Modulação Vinculada à Carga**

9. Para CCEALs firmados com opção de modulação vinculada à carga ou conjunto de cargas, desde que devidamente validada pela contraparte, a modulação é feita de acordo com o perfil para cada período de comercialização do conjunto de cargas associados ao CCEAL, conforme a expressão a seguir:

$$MV\_PRE_{e,j} = (MV_{e,v} * V\_HORAS_v) * F\_MODVC_{e,j}$$

Onde:

$MV\_PRE_{e,j}$  é o Montante Modulado Preliminar na vigência do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

$F\_MODVC_{e,j}$  é o Fator de Modulação Vinculada à Carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”

**Contratos CCEAL com Modulação Vinculada à Geração**

10. Para CCEALs firmados com opção de Modulação Vinculada à geração de uma usina, ou conjunto de usinas, desde que devidamente validada pela contraparte, a modulação é feita de acordo com o perfil para cada período de comercialização do conjunto de usinas associadas ao CCEAL, conforme a expressão a seguir:

$$MV\_PRE_{e,j} = (MV_{e,v} * V\_HORAS_v) * F\_MODVG_{e,j}$$

Onde:

$MV\_PRE_{e,j}$  é o Montante Modulado Preliminar na vigência do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$F\_MODVG_{e,j}$  é o Fator de Modulação Vinculada a Geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

### Contratos CCEAL com Modulação Vinculada ao MRE

11. Para CCEALS firmados com opção de Modulação Vinculada ao MRE, desde que devidamente validada pela contraparte, a modulação é feita de acordo com o perfil de geração do conjunto de usinas participantes do MRE, conforme a expressão a seguir:

$$MV\_PRE_{e,j} = (MV_{e,v} * V\_HORAS_v) * \frac{F\_MRE_j}{\sum_{j \in CPEV} F\_MRE_j}$$

Onde:

$MV\_PRE_{e,j}$  é o Montante Modulado Preliminar na vigência do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$F\_MRE_j$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização “j”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

“CPEV” é o Conjunto de Períodos de Comercialização “j”, em que o contrato “e”, está vigente dentro de uma vigência “v”, do contrato limitada ao mês de contabilização “m”

#### Importante:

Para os contratos que apresentam uma ou mais vigências diferentes de um mês dentro do mês de apuração, o somatório do fator de modulação do MRE deve corresponder ao montante de cada vigência do contrato no mês.

### Ajuste da modulação em função dos limites mínimos e máximos do contrato

12. O Montante Modulado Ajustado de contrato, em função dos limites mínimo e máximo informados pelo agente, é calculado conforme as seguintes expressões:

*Se o contrato possuir limites para modulação, então:*

$$MV\_MMA_{e,j} = \min \left( LMAXV_{e,v} * SPD_m; \max(MV\_PRE_{e,j}; LMINV_{e,v} * SPD_m) \right)$$

*Caso contrário:*

$$MV\_MMA_{e,j} = MV\_PRE_{e,j}$$

Onde:

$MV\_MMA_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado em função dos limites máximo e mínimo do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$MV\_PRE_{e,j}$  é a Montante Preliminar Modulado do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$LMAXV_{e,v}$  é o Limite Máximo de Modulação do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$LMINV_{e,v}$  é o Limite Mínimo de Modulação do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

13. Determinados os montantes modulados ajustados em máximo e mínimo, verifica-se a necessidade de ajuste dos montantes para cada período de comercialização. O montante a ser ajustado ao longo das horas da vigência no mês de apuração equivale à diferença entre o montante modulado ajustado e o montante original, conforme a seguinte expressão:

- 13.1. Quando o montante alocado for maior do que o montante original modulado, o ajuste na modulação é calculado conforme a seguinte expressão:

$$AJU\_SUP_{e,j} = \max \left( 0; \sum_{j \in CPEV} MV\_MMA_{e,j} - \sum_{j \in CPEV} MV\_PRE_{e,j} \right) \\ * \frac{MV\_MMA_{e,j} - LMINV_{e,v} * SPD_m}{\sum_{j \in CPEV} (MV\_MMA_{e,j} - LMINV_{e,v} * SPD_m)}$$

Onde:

$AJU\_SUP_{e,j}$  é o Ajuste por Superávit de alocação do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$MV\_MMA_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado em função dos limites máximo e mínimo do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$MV\_PRE_{e,j}$  é a Montante Preliminar Modulado do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$LMINV_{e,v}$  é o Limite Mínimo de Modulação do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

“CPEV” é o Conjunto de Períodos de Comercialização “j”, em que o contrato “e”, está vigente dentro de uma vigência “v”, do contrato limitada ao mês de contabilização “m”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

- 13.2. Quando o montante alocado for menor do que o montante original modulado, o ajuste na modulação é calculado conforme a seguinte expressão:

$$AJU\_DEF_{e,j} = \max \left( 0; \sum_{j \in CPEV} MV\_PRE_{e,j} - \sum_{j \in CPEV} MV\_MMA_{e,j} \right) \\ * \frac{LMAXV_{e,v} * SPD_m - MV\_MMA_{e,j}}{\sum_{j \in CPEV} (LMAXV_{e,v} * SPD_m - MV\_MMA_{e,j})}$$

Onde:

$AJU\_DEF_{e,j}$  é o Ajuste por Déficit de alocação do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$MV\_MMA_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado em função dos limites máximo e Mínimo do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$MV\_PRE_{e,j}$  é a Montante Preliminar Modulado do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$LMAXV_{e,v}$  é o Limite Máximo de Modulação do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

“CPEV” é o Conjunto de Períodos de Comercialização “j”, em que o contrato “e”, está vigente dentro de uma vigência “v”, do contrato limitada ao mês de contabilização “m”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

14. O Montante Modulado Ajustado Final do contrato é calculado conforme a seguinte expressão:

$$MV\_MMAF_{e,j} = MV\_MMA_{e,j} - AJU\_SUP_{e,j} + AJU\_DEF_{e,j}$$

Onde:

$MV\_MMAF_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado Final do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$MV\_MMA_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado em função dos limites máximo e mínimo do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$AJU\_SUP_{e,j}$  é o Ajuste por Superávit de alocação do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$AJU\_DEF_{e,j}$  é o Ajuste por Déficit de alocação do contrato “e”, no período de comercialização “j”

15. A modulação final dos contratos não ajustada é calculada conforme a seguinte expressão:

$$CQ\_0_{e,j} = MV\_MMAF_{e,j}$$

Onde:

$CQ\_0_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV\_MMAF_{e,j}$  é o Montante Modulado Ajustado Final do contrato “e”, no período de comercialização “j”

Para todos os casos de modulação de CCEAL, a quantidade modulada final desses contratos é determinada após o processo de arredondamento, conforme descrito no ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada.



Figura 14: Fluxograma do processo do CCEAL

### 2.3.2. Dados de Entrada da Modulação de CCEALs

<b>Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes</b>		
<b>CQ_LAEP<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes do Contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Fator de Modulação do MRE</b>		
<b>F_MRE<sub>j</sub></b>	Descrição	Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE por período de comercialização “j” e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante na Vigência do contrato</b>		
<b>MV<sub>e,v</sub></b>	Descrição	Montante do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Agentes ou MVE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Modulação pela carga</b>		
<b>F_MODVC<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_MODVG<sub>e,j</sub></b>	<b>Fator de Modulação pela geração</b>	

Descrição	Fator de Modulação Vinculada à geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Limite Máximo de Modulação na vigência do contrato

LMAXV <sub>e,v</sub>	Descrição	Limite Máximo de Modulação na vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização. Refere-se ao limite máximo vinculado ao contrato, informado e validado pelos agentes, para fins de definir o teto de modulação em uma determinada vigência.
	Unidade	MW
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Limite Mínimo de Modulação na vigência do contrato

LMINV <sub>e,v</sub>	Descrição	Limite Mínimo de Modulação na vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização. Refere-se ao limite mínimo vinculado ao contrato, informado e validado pelos agentes, para fins de definir o piso de modulação em uma determinada vigência.
	Unidade	MW
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Duração de um período de comercialização

SPD <sub>m</sub>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1

#### Quantidade de Horas da vigência

V_HORAS <sub>v</sub>	Descrição	Quantidade de horas da vigência “v”, limitada ao mês de contabilização, para cada contrato
----------------------	-----------	--

Unidade	hora
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### 2.3.3. Dados de Saída da Modulação de CCEALs

Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato	
$CQ_{0_{e,j}}$	Descrição
	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade
	MWh
	Valores Possíveis
	Positivos ou Zero

## 3. Detalhamento das Etapas dos Contratos de Itaipu

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. Premissas Gerais para Contratos de Itaipu

#### Objetivo:

Definir as premissas gerais associadas aos contratos de Itaipu.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais para os contratos de Itaipu. A [Figura 15](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

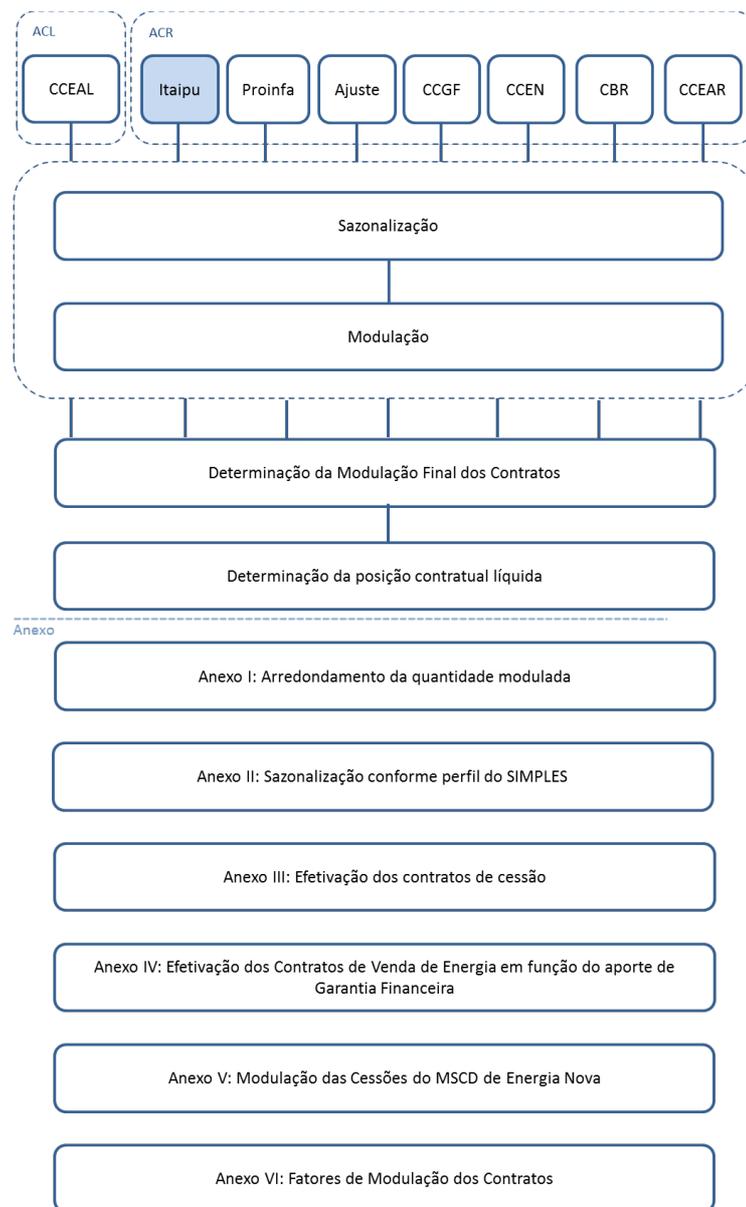


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 3.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos Contratos de Itaipu

Para os contratos de Itaipu devem ser observadas as seguintes premissas:

16. A usina de Itaipu é modelada no SCL sob o agente comercializador da energia de Itaipu, representando na CCEE pela Eletrobrás.
17. Cada contrato de Itaipu é identificado como um relacionamento comercial entre um cotista (agente comprador) e o agente comercializador da energia de Itaipu (agente vendedor).
18. O contrato de Itaipu é registrado no submercado de entrega da energia.
19. Anualmente, a ANEEL informa à CCEE os valores mensais de potência contratada e a energia vinculada de Itaipu a serem comercializadas pelas empresas concessionárias detentoras de cota-parte. Com essa informação é calculado o quanto da Garantia Física de Itaipu está

comprometida com cada concessionária, definindo assim a Quantidade Mensal de Contrato entre as partes.

20. A quantidade anual de cada contrato de Itaipu é equivalente à quantidade total, para o ano, da Garantia Física de Itaipu contratada, informadas pela ANEEL à CCEE, referente a cada comprador detentor de cota-parte.

### **3.2. Sazonalização de Contratos de Itaipu**

#### **Objetivo:**

Determinar, para cada cotista, a quantidade mensal de energia relativa a cada contrato de Itaipu.

#### **Contexto:**

O objetivo deste submódulo é apresentar como são repartidas as cotas anuais em quantidades contratadas mensais de cada cotista de Itaipu. A ~~Figura 16~~ [Figura 16](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

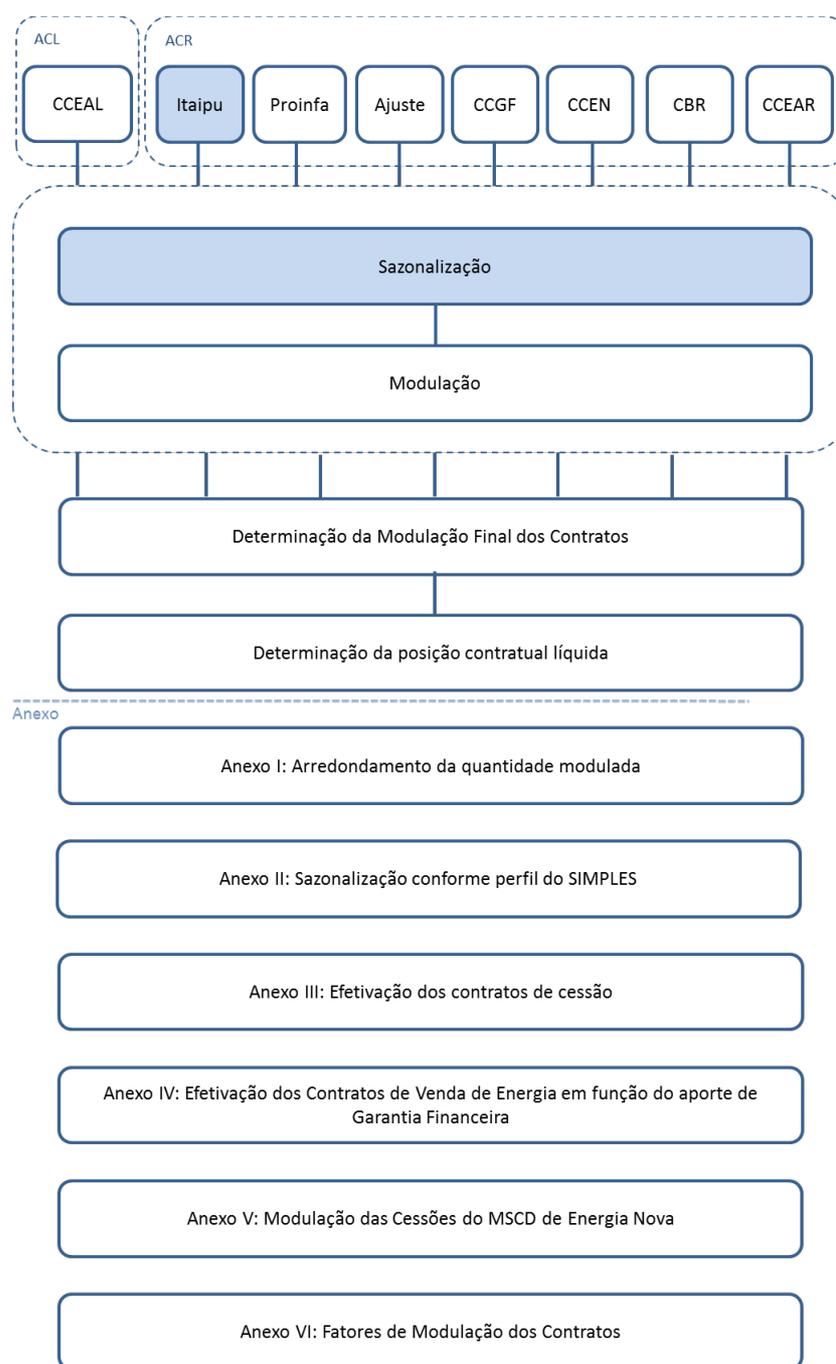


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 3.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização de Contratos de Itaipu

O processo de sazonalização de contratos de Itaipu é composto pelos seguintes comandos e expressões:

21. As quantidades mensais dos contratos de Itaipu equivalem aos valores mensais, definidos pela ANEEL, de energia vinculada à potência contratada de Itaipu a serem comercializadas pelas empresas concessionárias detentoras de cota-parte. Com essa informação é calculado o quanto da Garantia Física de Itaipu está comprometida com cada concessionária, definindo assim a Quantidade Mensal de Contrato entre as partes.

### **3.3. Modulação de Contratos de Itaipu**

#### **Objetivo:**

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada cotista de Itaipu.

#### **Contexto:**

O objetivo deste submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada cotista de Itaipu, que serve de lastro para cobertura do consumo correspondente para fins de contabilização. A [Figura 17](#)~~Figura 17~~ relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

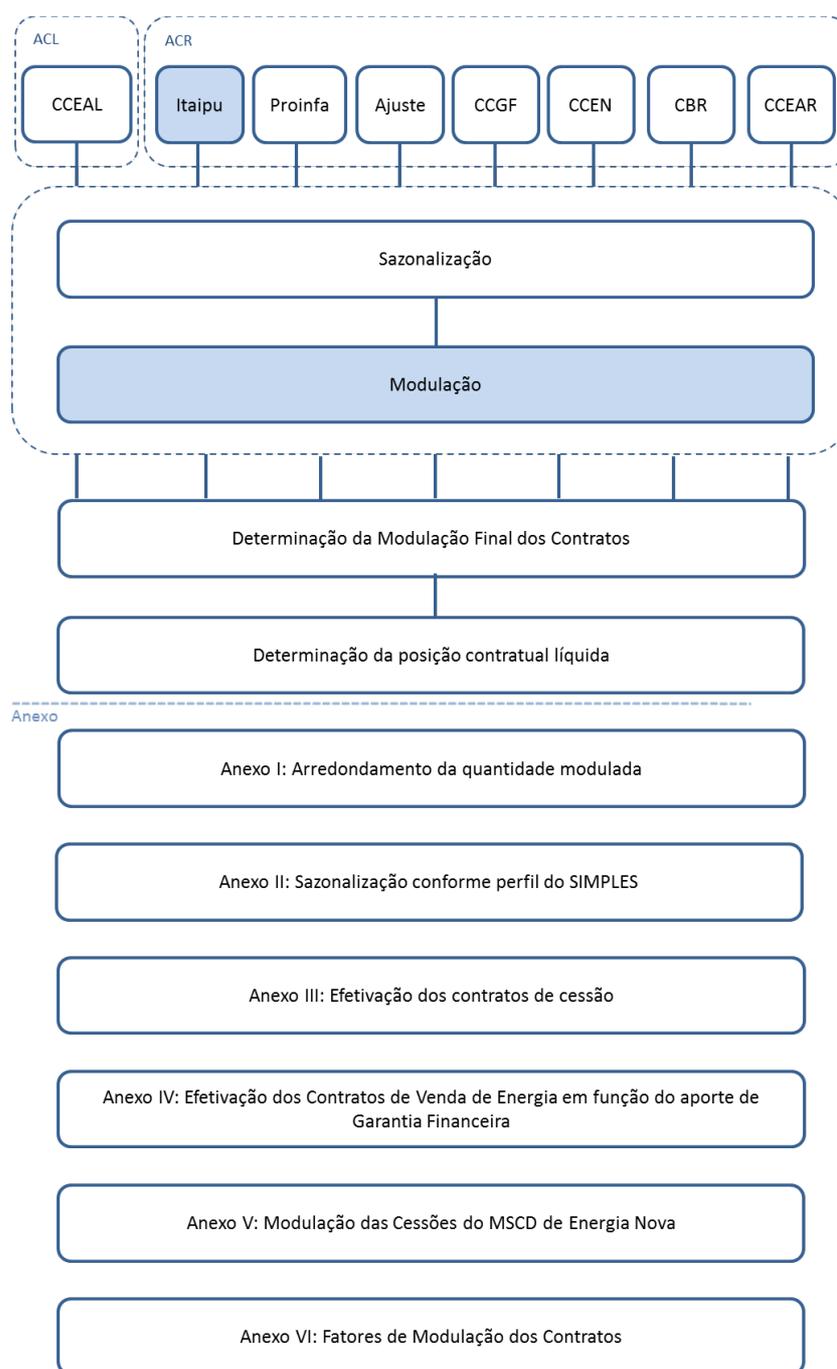


Figura 17: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 3.3.1. Detalhamento do processo de modulação de Contratos de Itaipu

O processo de modulação de contratos de Itaipu é composto pelos seguintes comandos e expressões:

22. Os contratos de Itaipu são definidos a partir de sua energia vinculada, comprometida com as concessionárias de distribuição, modulados conforme curva de geração das usinas do MRE e ajustada em função de suas perdas internas, conforme a seguinte expressão:

$$GF_{IT_{p,j}} = (GF_p * M_{HORAS_m}) * F_{MRE_{p,j}} * F_{PDI_{GF_{p,f-1}}}$$

Onde:

$GF_{IT_{p,j}}$  é a Garantia Física Modulada da parcela de usina de Itaipu “p”, no período de comercialização “j”

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”

$M_{HORAS_m}$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

$F_{MRE_{p,j}}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F_{PDI_{GF_{p,f-1}}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

“p” corresponde à usina de Itaipu

23. A quantidade modulada do contrato de Itaipu é estabelecida a partir da garantia física modulada e ajustada da usina de Itaipu, comprometida com cada concessionária de distribuição e levada ao centro de gravidade pelo fator de rateio de perdas de geração, calculado no módulo “Medição Contábil”. Dessa forma, a quantidade modulada do contrato de Itaipu é dada pela expressão:

$$CQ_{0_{e,j}} = GF_{IT_{p,j}} * QP_{IT_{e,f}} * UXP_{GLF_{p,j}}$$

Onde:

$CQ_{0_{e,j}}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$GF_{IT_{p,j}}$  é a Garantia Física Modulada da parcela de usina de Itaipu “p”, no período de comercialização “j”

$QP_{IT_{e,f}}$  é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”

$UXP_{GLF_{p,j}}$  é o Fator de Rateio de Perdas da Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

“p” corresponde à usina de Itaipu



Figura 18: Fluxograma do processo do contrato de Itaipu

### 3.3.2. Dados de Entrada da Modulação de Contratos de Itaipu

Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina	
<b><math>UXP_{GLF_{p,j}}</math></b>	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por Período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não
Descrição	

	participa do rateio de perdas da Rede Básica, o $UXP\_GLF_{p,j}$ é igual a 1
Unidade	n.a.
Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator Ponderado de Modulação do MRE

<b>F_MRE_P<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Relação ponderada entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”, e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Fator de Modulação do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Cota-Parte de Itaipu

<b>QP_IT<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Percentual do valor correspondente, nas regras da CCEE, à participação de cada cotista na Garantia Física da usina de Itaipu, correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas

<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Garantia Física

<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio

	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
M_HORAS <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.3.3. Dados de Saída da Modulação de Contratos de Itaipu

	<b>Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato</b>	
CQ_0 <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 4. Detalhamento das Etapas dos Contratos do PROINFA

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 4.1. Premissas Gerais para Contratos do PROINFA

#### Objetivo:

Definir as premissas gerais dos contratos do PROINFA.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais para os contratos do PROINFA. A [Figura 19](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

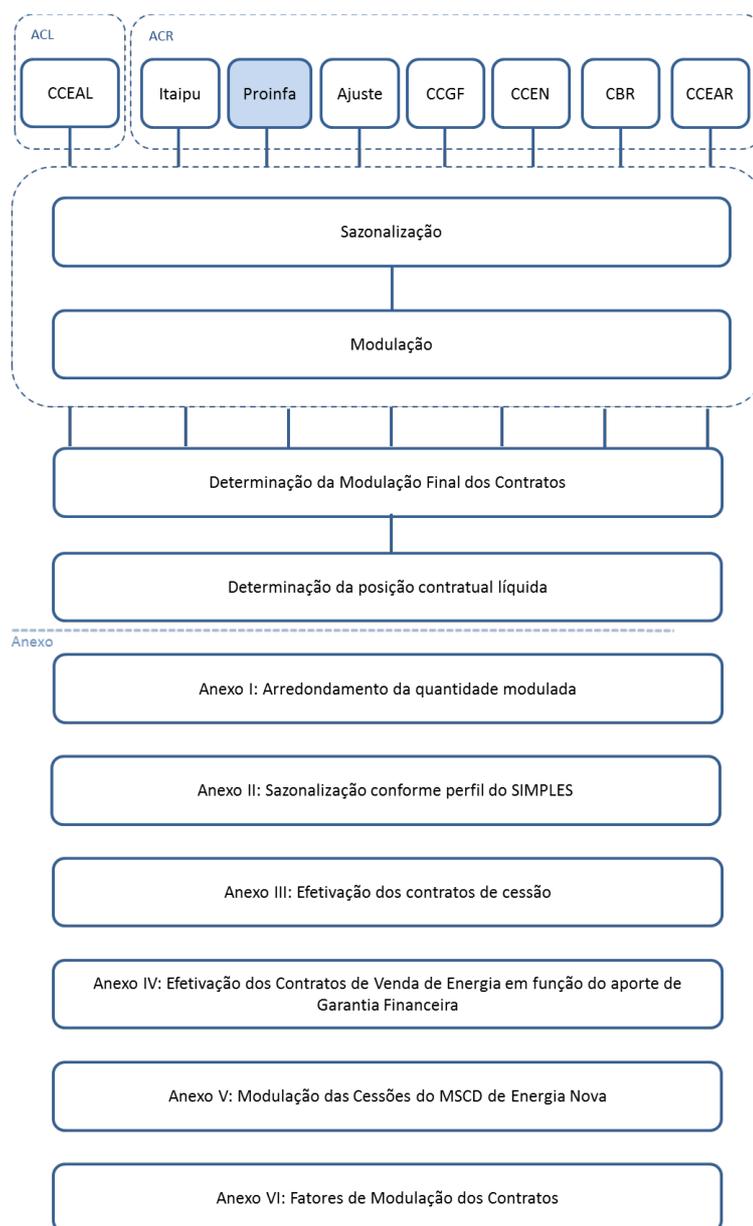


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

#### 4.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos Contratos do PROINFA

Para os contratos do PROINFA devem ser observadas as seguintes premissas:

24. Todas as usinas participantes do PROINFA serão modeladas no SCL sob o agente comercializador da energia do PROINFA, representado na CCEE pela Eletrobrás.
25. Cada contrato do PROINFA é identificado como um relacionamento comercial entre um cotista (agente comprador) e o agente comercializador da energia do PROINFA (agente vendedor).
26. O contrato do PROINFA é registrado no submercado de entrega da energia; nesse caso, o submercado de atendimento da carga do comprador.

## 4.2. Sazonalização de Contratos do PROINFA

### Objetivo:

Determinar, para cada cotista, a quantidade mensal de energia relativa a cada contrato do PROINFA.

### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar como são repartidas as cotas anuais em quantidades contratada mensais de cada cotista do PROINFA. A [Figura 20](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

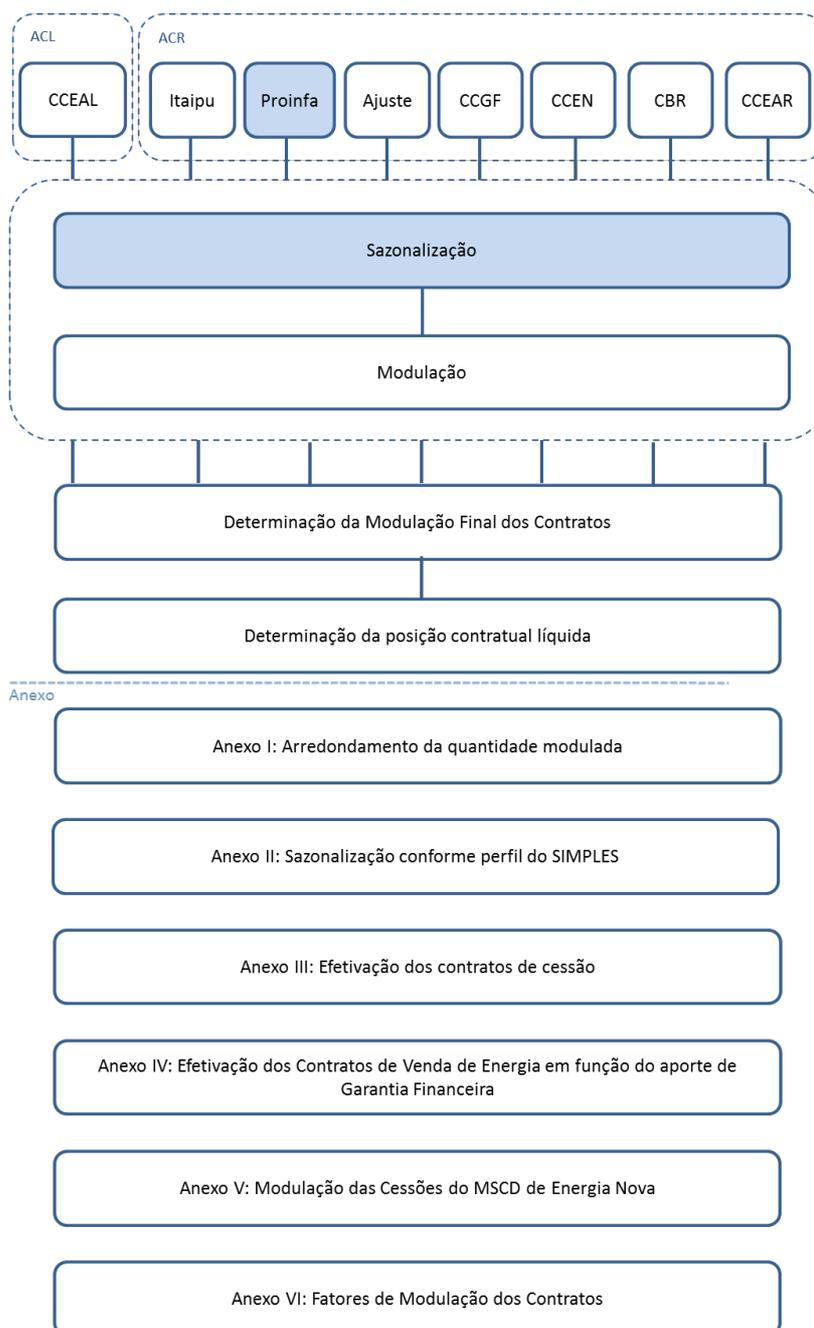


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

#### 4.2.1. Detalhamento do processo de Sazonalização de Contratos do PROINFA

O processo de sazonalização de contratos do PROINFA é composto pelos seguintes comandos e expressões:

27. As cotas anuais de energia elétrica relativas ao PROINFA são sazonalizadas pelo agente comercializador da energia do PROINFA, conforme os prazos e condições estabelecidos em módulo específico dos PdCs.

27.1. O valor sazonalizado determina a quantidade mensal do PROINFA a ser utilizada para determinação dos contratos entre o agente comercializador da energia do PROINFA e os agentes cotistas.

27.2. Caso o Agente Comercializador da Energia do PROINFA não efetue a sazonalização de seus contratos dentro dos prazos determinados em módulo específico dos PdCs, a quantidade sazonalizada é definida pela distribuição uniforme (sazonalização *flat*) da quantidade anual do contrato, expresso por:

$$QM_{e,m} = QA_{e,f} * \frac{M\_HORAS_m}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

#### Importante:

No caso de migração de cargas do mercado cativo para o ACL durante o ano, ou do retorno para o cativo (desligamento da CCEE), os montantes remanescentes dos contratos PROINFA das cargas e distribuidoras deverão seguir a curva de sazonalização do contrato PROINFA da distribuidora à qual a carga está conectada.

#### 4.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Contratos do PROINFA

Quantidade Anual do Contrato		
$QA_{e,f}$	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### 4.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de Contratos do PROINFA

<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.3. Modulação de Contratos do PROINFA

##### Objetivo:

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada cotista do PROINFA.

##### Contexto:

O objetivo deste submódulo é calcular a quantidade contratada, por período de comercialização, de cada cotista do PROINFA, que serve de lastro para cobertura do consumo correspondente para fins de contabilização. A [Figura 21](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

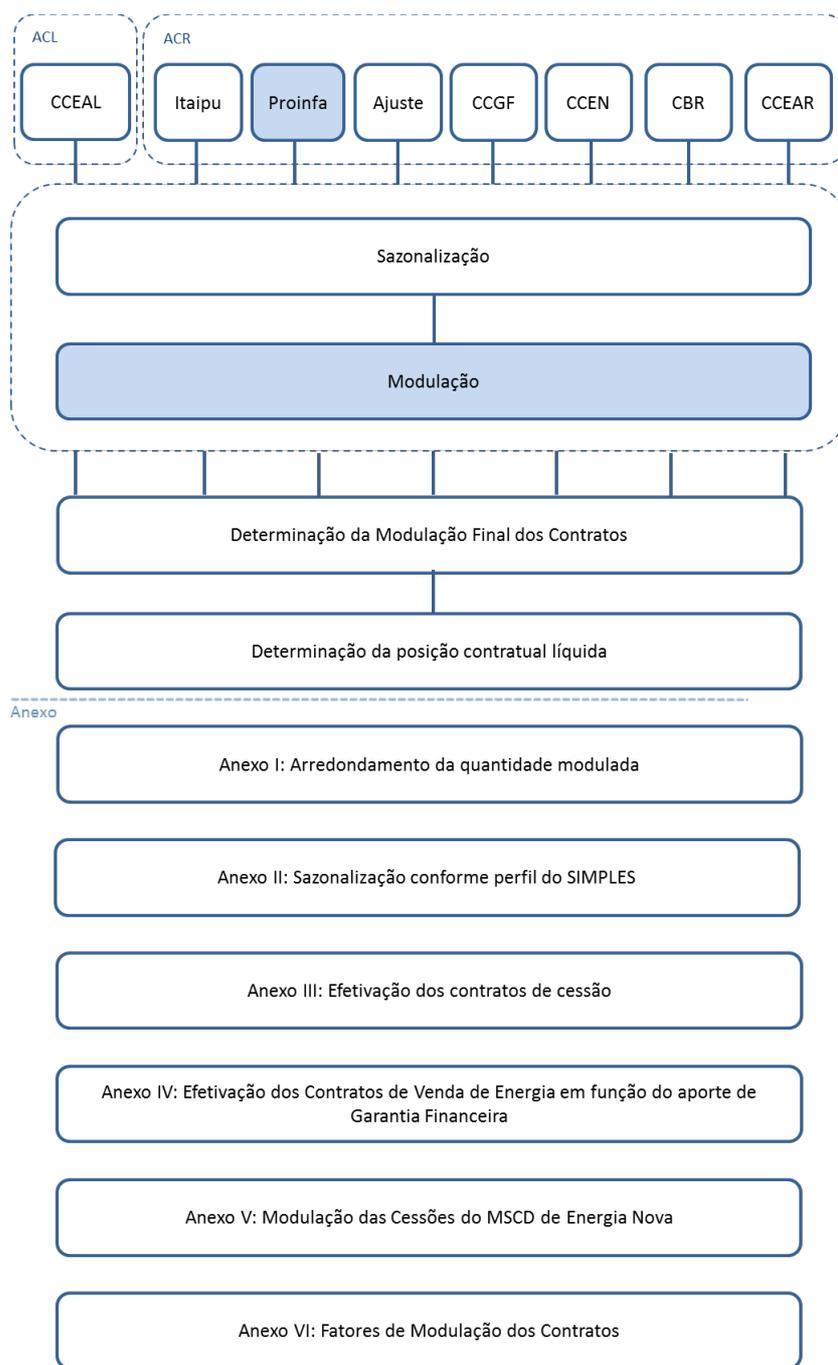


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

#### 4.3.1. Detalhamento do processo de modulação dos Contratos do PROINFA

O processo de modulação de contratos do PROINFA é composto pelos seguintes comandos e expressões:

28. A modulação dos contratos do PROINFA segue a modulação da geração das usinas participantes do programa, sendo composto por uma parcela relativa às usinas não participantes do MRE e outra relativa a usinas participantes do MRE.

29. O Fator de Modulação dos contratos do PROINFA é determinado a partir da geração verificada das usinas não participantes do MRE e do total de garantia física das usinas do PROINFA participantes do MRE, moduladas pela curva de geração de todas as usinas no MRE, conforme a seguinte expressão:

$$\text{Se } \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{p \in \overline{PMRE} \\ p \in PPFA}} G_{p,j} \right) + \sum_{\substack{p \in PMRE \\ p \in PPFA}} MGFIS_{p,m} = 0, \text{ então:}$$

$$F_{MCPFA_j} = \frac{1}{M_{SPD_m}}$$

Caso contrário:

$$F_{MCPFA_j} = \frac{\sum_{\substack{p \in \overline{PMRE} \\ p \in PPFA}} G_{p,j} + \left( F_{MRE_j} * \sum_{\substack{p \in PMRE \\ p \in PPFA}} MGFIS_{p,m} \right)}{\left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{p \in \overline{PMRE} \\ p \in PPFA}} G_{p,j} \right) + \sum_{\substack{p \in PMRE \\ p \in PPFA}} MGFIS_{p,m}}$$

Onde:

$F_{MCPFA_j}$  é o Fator de Modulação dos Contrato do PROINFA no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$F_{MRE_j}$  é o Fator de Modulação do MRE no período de comercialização “j”

$MGFIS_{p,m}$  é a Garantia Física Mensal de uma parcela de usina “p” participante do MRE em um mês de apuração “m”

$M_{SPD_m}$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“PMRE” representa o conjunto de parcelas de usinas “p” que participam do MRE

“ $\overline{PMRE}$ ” representa o conjunto de parcelas de usinas “p” que não participam do MRE

“PPFA” representa o conjunto de parcelas de usinas “p” do PROINFA

30. A Quantidade Modulada Não Ajustada do contrato do PROINFA atribuída a cada cotista é determinada por meio da aplicação do Fator de Modulação dos contratos do PROINFA sobre a quantidade mensal sazonalizada, conforme apresentado na expressão a seguir:

$$CQ_{0_{e,j}} = QM_{e,m} * F_{MCPFA_j}$$

Onde:

$CQ_{0_{e,j}}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$F_{MCPFA_j}$  é o Fator de Modulação dos Contrato do PROINFA no período de comercialização “j”

31. A quantidade modulada do contrato do PROINFA é determinada após o processo de arredondamento conforme descrito no ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada.

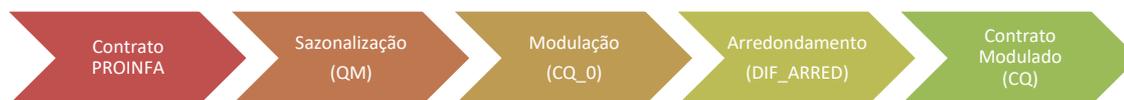


Figura 22: Fluxograma do processo do contrato de PROINFA

#### 4.3.2. Dados de Entrada da Modulação de Contratos do PROINFA

	<b>Geração Final da Usina</b>	
$G_{p,j}$	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>	
$QM_{e,m}$	Descrição	Quantidade Mensal associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Garantia Física Mensal</b>	
$MGFIS_{M_{p,m}}$	Descrição	Garantia Física Mensal ajustada em função das perdas internas associadas às parcelas de usinas “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física Sazonalizada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
$F_{MRE_j}$	<b>Fator de Modulação do MRE</b>	

Descrição	Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE por período de comercialização “j” e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês	
M_SPD <sub>m</sub>	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
Unidade	n.a.
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

#### 4.3.3. Dados de Saída da Modulação de Contratos do PROINFA

Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato	
CQ_0 <sub>e,j</sub>	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 5. Detalhamento das Etapas dos Contratos de Leilão de Ajuste

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 5.1. Premissas Gerais para Contratos de Leilão de Ajuste

##### Objetivo:

Definir os as premissas gerais dos contratos de leilão de ajuste.

##### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais para os contratos resultantes dos leilões de ajuste. A [Figura 23](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

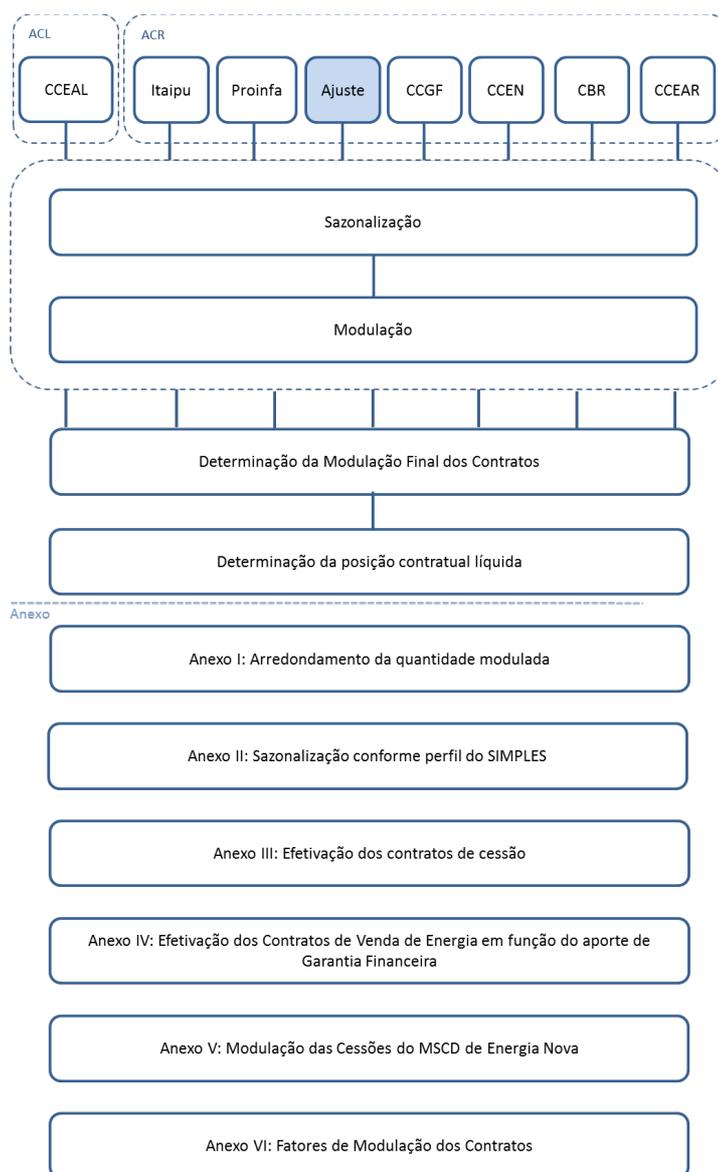


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 5.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos Contratos de Leilão de Ajuste

Para os contratos de Leilão de Ajuste devem ser observadas as seguintes premissas:

32. Cada contrato é identificado como um relacionamento comercial entre um agente comprador e um agente vendedor, conforme resultante de um leilão de ajuste.
33. O contrato de leilão de ajuste é registrado no submercado de entrega da energia.
34. A sazonalização deve ser realizada pelo agente comprador e validada pelo agente vendedor, uma única vez para todos os meses contratuais de cada ano civil.
35. A modulação das quantidades de energia pode ser realizada mensalmente, até a data limite definida em módulo específico dos PdCs.

36. A modulação da energia contratada de cada mês, respeitados os limites de potência associada, deverá ser realizada pelo agente comprador, uma única vez para cada mês.
37. A validação da modulação de cada mês deverá ser realizada pelo agente vendedor, uma única vez para cada mês.

## **5.2. Sazonalização de Contratos de Leilão de Ajuste**

### **Objetivo:**

Determinar a quantidade contratada mensal por meio de contratos de leilão de ajuste.

### **Contexto:**

O objetivo deste submódulo é apresentar como são definidas as quantidades mensais de energia relativas aos relacionamentos comerciais resultantes de leilões de ajuste. A [Figura 24](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

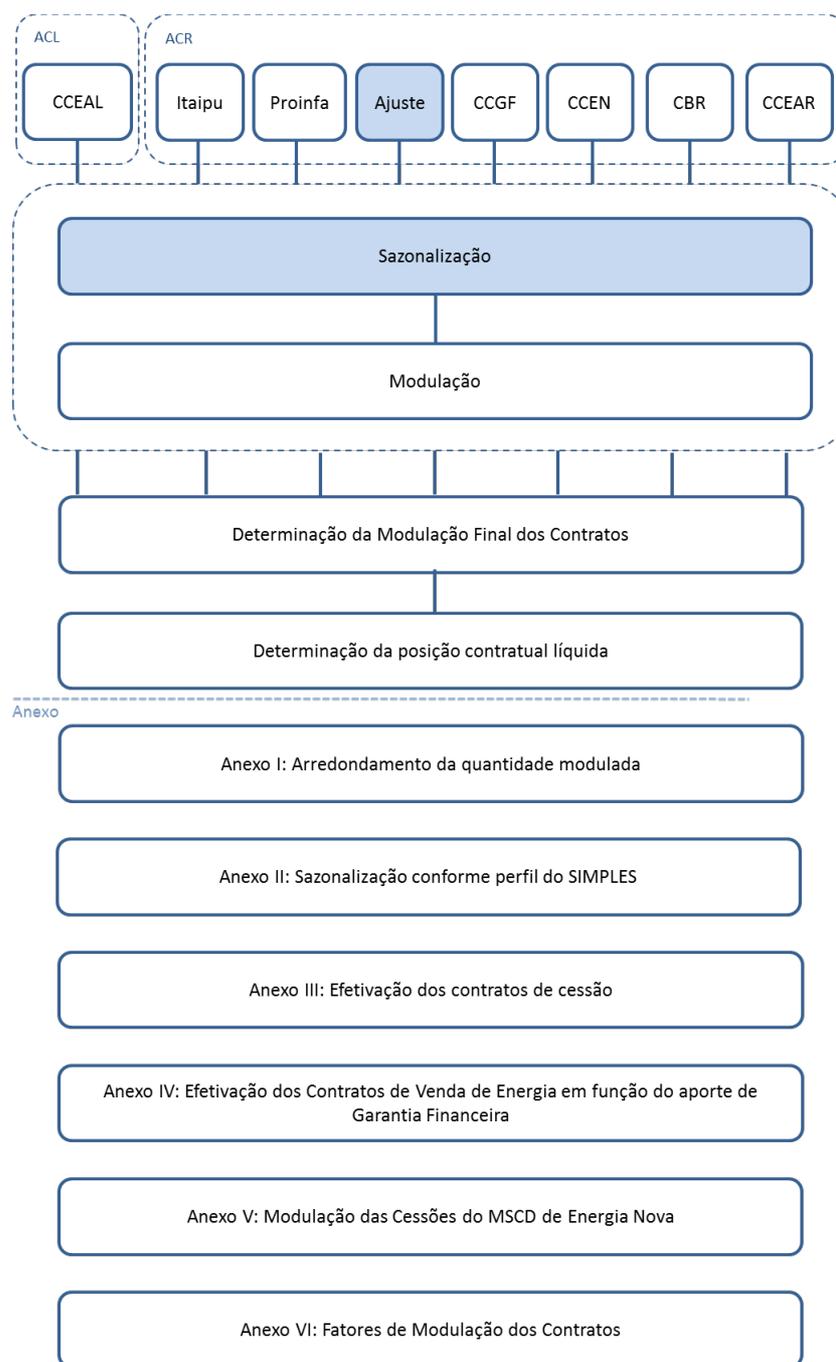


Figura 24: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 5.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização de Contratos de Leilão de Ajuste

O processo de sazonalização é composto pelos seguintes comandos e expressões:

38. A sazonalização de um contrato de leilão de ajuste é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada mês de apuração:

$$QM_{e,m} = MCL_{e,m}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”.

$MCL_{e,m}$  é a Quantidade Mensal do Contrato de Leilão de Ajuste, em MWh, informada pelo agente para o Contrato “e” no mês de apuração “m”

38.1. As quantidades sazonalizadas devem respeitar os limites (máximo e mínimo) definidos no contrato, bem como a potência associada à energia contratada.

38.2. O somatório dos valores mensais informados pelo agente deve ser igual à quantidade anual do contrato.

39. Para contratos sem valores mensais definidos ou validados dentro dos prazos determinados em módulo específico dos PdCs, a quantidade sazonalizada é definida pela distribuição uniforme (sazonalização *flat*) da quantidade anual do contrato, expresso por:

$$QM_{e,m} = QA_{e,f} * \frac{M\_HORAS_m}{\sum_{m \in \bar{f}} M\_HORAS_m}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

### Representação Gráfica

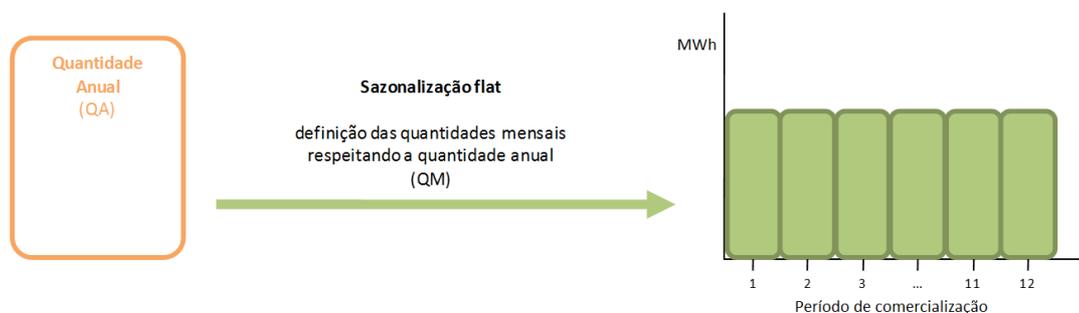


Figura 25: Representação gráfica da sazonalização *flat*

### 5.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Contratos de Leilão de Ajuste

		Quantidade de Horas no Mês
$M\_HORAS_m$	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Quantidade Mensal do Contrato de Leilão de Ajuste</b>		
<b>MCL<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal do Contrato de Leilão de Ajuste, em MWh, informada pelo agente para o Contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Anual do Contrato</b>		
<b>QA<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 5.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de Contratos de Leilão de Ajuste

<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 5.3. Modulação de Contratos de Leilão de Ajuste

#### Objetivo:

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada contrato originário de leilão de ajuste.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada contrato resultante de um leilão de ajuste. A [Figura 26](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

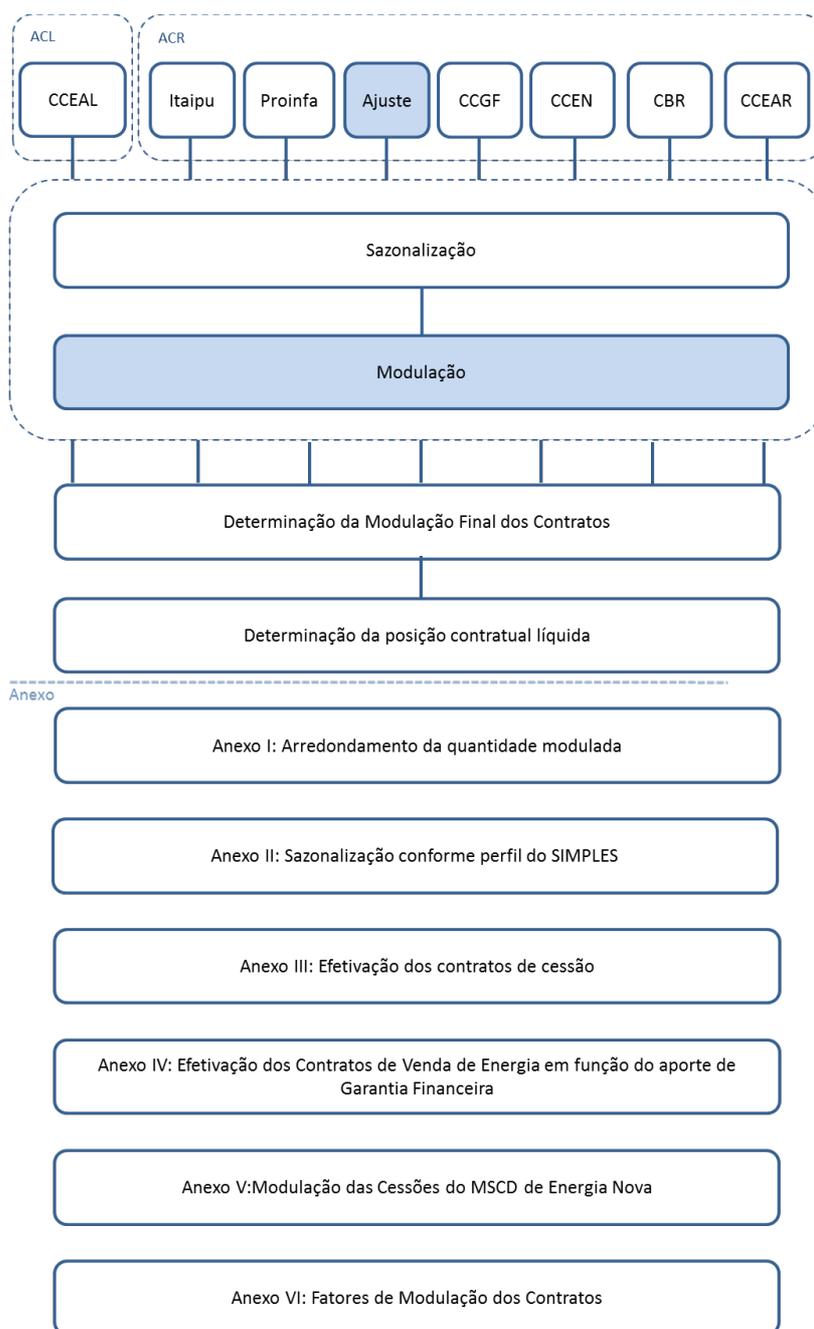


Figura 26: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 5.3.1. Detalhamento do processo de Modulação de Contratos de Leilão de Ajuste

O processo de modulação de contratos de leilão de ajuste é composto pelos seguintes comandos e expressões:

40. A modulação de um contrato de leilão de ajuste é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada período de comercialização:

$$CQ_{0_{e,j}} = CQ_{LAEP_{e,j}}$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$CQ_{LAEPe,j}$  é a Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes do Contrato “e” no período de comercialização “j”

40.1. O somatório dos valores por período de comercialização deve ser igual à quantidade mensal do contrato.

### Representação Gráfica

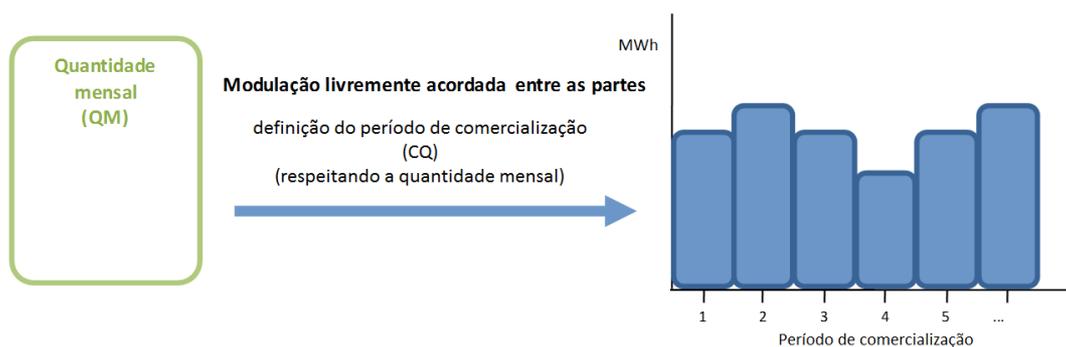


Figura 27: Representação gráfica da modulação livremente acordada entre as partes

41. Para contratos com período de comercialização sem valores definidos ou validados dentro dos prazos determinados em PdCs específicos, ocorre a distribuição uniforme (modulação *flat*) da quantidade mensal de energia pelo número de horas do respectivo mês dentro do período de vigência do relacionamento comercial, conforme expressão a seguir:

$$CQ_{0e,j} = \frac{QM_{e,m}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

### Representação Gráfica

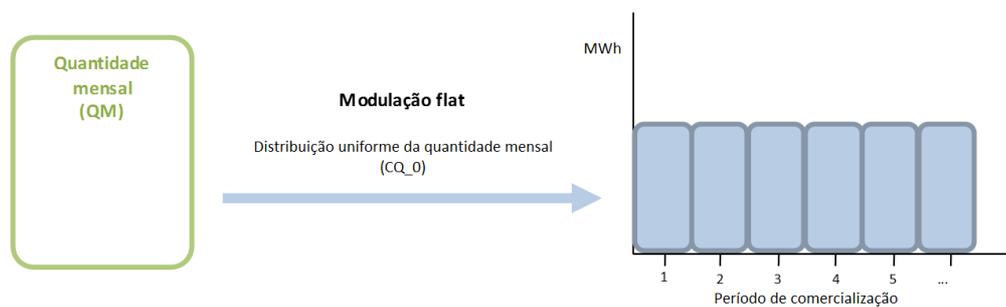


Figura 28: Representação gráfica da modulação *flat*

42. A quantidade modulada do contrato de leilão de ajuste é determinada após o processo de arredondamento conforme descrito no ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada.

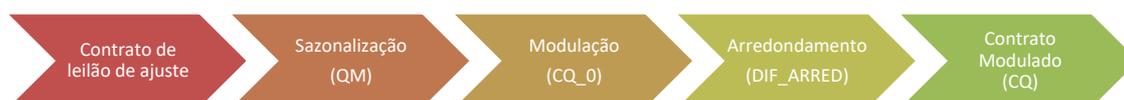


Figura 29: Fluxograma do processo do Contrato de Leilão de Ajuste

### 5.3.2. Dados de Entrada da Modulação de Contratos de Leilão de Ajuste

<b>Quantidade Modulada Livrementemente Acordada Entre as Partes</b>		
<b>CQ_LAEP<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Livrementemente Acordada Entre as Partes do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”

Unidade	MWh
Fornecedor	Contratos (Sazonalização de Contratos de Leilão de Ajuste)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 5.3.3. Dados de Saída da Modulação de Contratos de Leilão de Ajuste

Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato		
CQ_0 <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 6. Detalhamento das Etapas dos Contratos de Cota de Garantia Física

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 6.1. Premissas Gerais para Contratos de Cota de Garantia Física

#### Objetivo:

Definir as premissas gerais associadas aos Contratos de Cota de Garantia Física.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais desta modalidade contratual. A [Figura 30](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

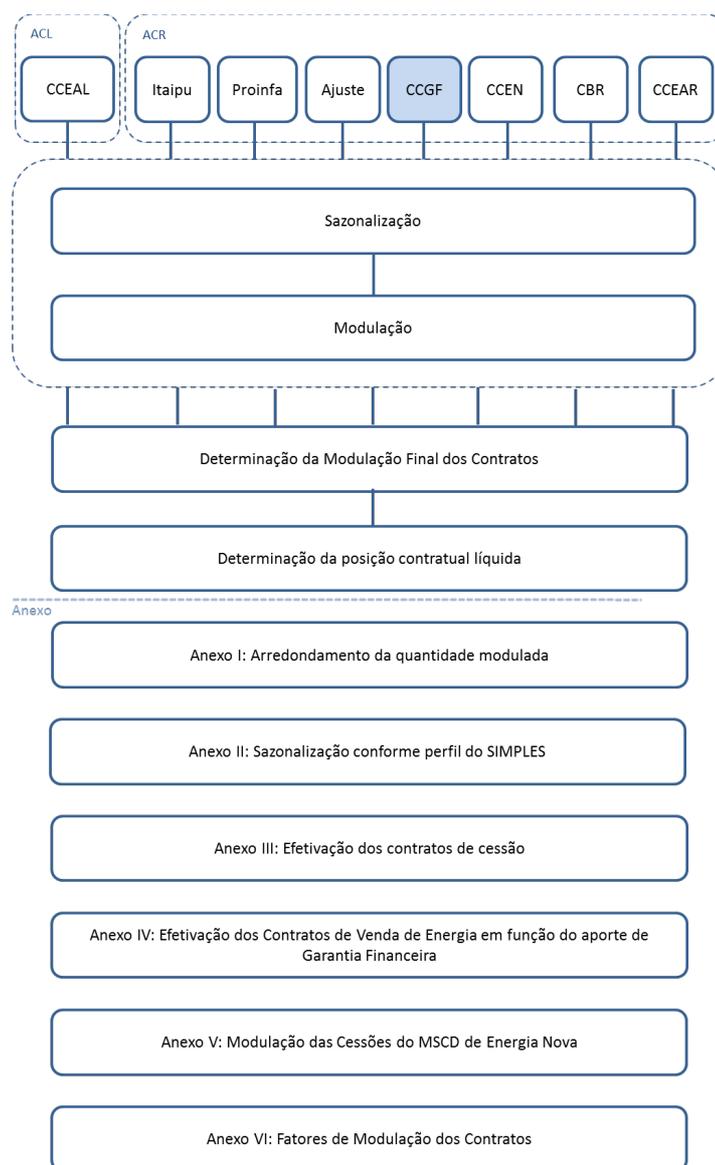


Figura 30: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 6.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos Contratos de Cota de Garantia Física

Para os Contratos de Cota de Garantia Física devem ser observadas as seguintes premissas:

43. Cada usina do regime de cotas estará modelada no SCL sob o agente concessionário do empreendimento de geração, em perfil de agente específico.
44. Cada Contrato de Cota de Garantia Física é identificado como um relacionamento comercial entre um cotista (agente comprador) e o agente concessionário do empreendimento de geração (agente vendedor).
45. Para usinas que foram licitadas no âmbito da Lei 13.203/15, a partir do ano de 2017, apresentarão um percentual de sua Garantia Física total disponível para livre negociação, e, portanto, para uma melhor operacionalização será modelada uma usina em perfil específico para comercialização no modelo cotas de garantia física, e uma outra usina contendo o

complemento de garantia física para livre negociação, cada uma delas com seu percentual de garantia física correspondente.

46. O Contrato de Cota de Garantia Física é registrado no submercado da usina.
47. A Aneel informa à CCEE os fatores dos percentuais de contratação anual das cotas de Garantia Física de cada usina para as distribuidoras cotistas no mês de processamento da Sazonalização dos contratos. Este fator, definido em ato regulatório, é aplicado na Garantia Física, disponibilizado no centro de gravidade onde está localizada a Usina.

## **6.2. Sazonalização de Contratos de Cota de Garantia Física**

### **Objetivo:**

Determinar, para cada cotista, a quantidade mensal de energia relativa a cada Contrato de Cota de Garantia Física.

### **Contexto:**

O objetivo deste submódulo é apresentar como são repartidas as cotas anuais em quantidades contratadas mensais de cada cotista dentro do regime de cotas de garantia física. A [Figura 31](#) ~~Figura 31~~ relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

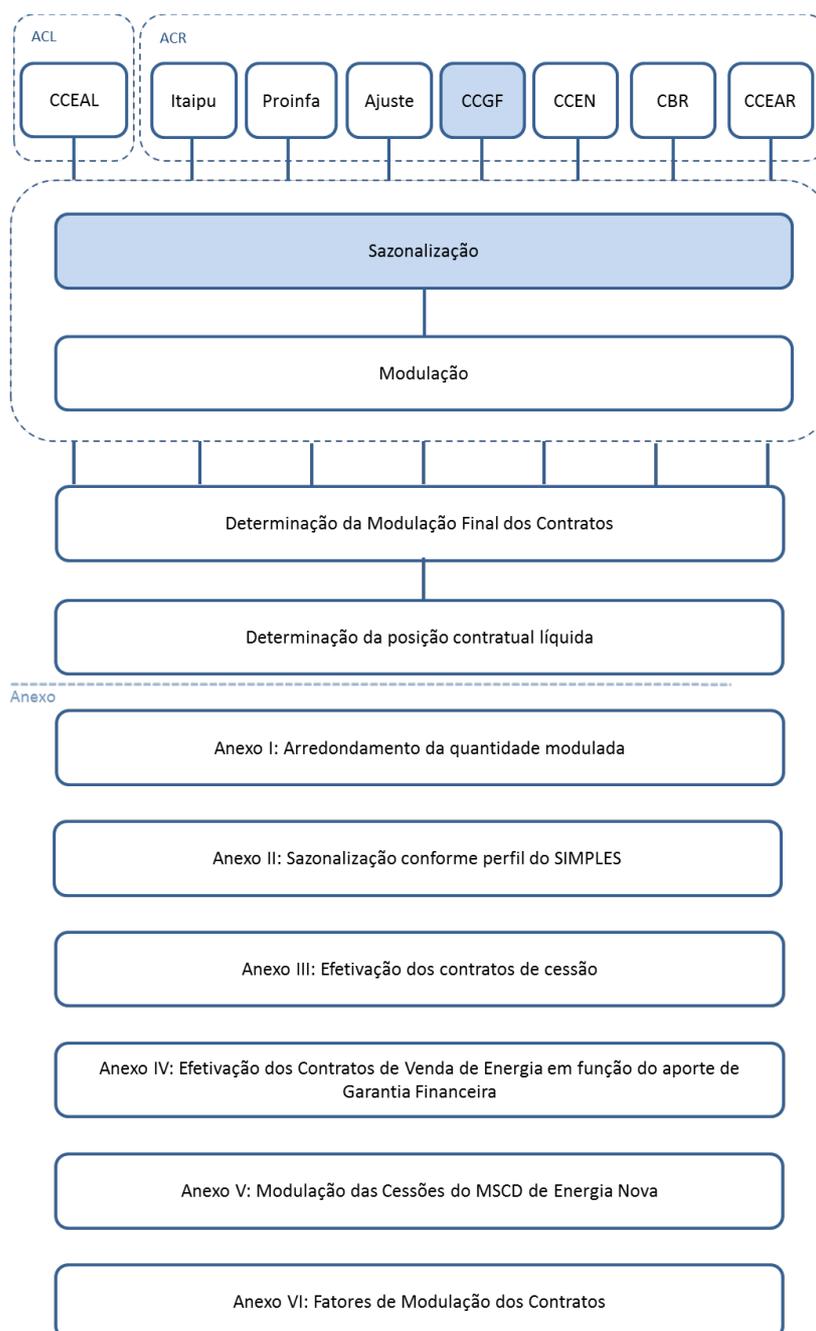


Figura 31: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 6.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização de Contratos de Cota de Garantia Física

O processo de sazonalização de Contratos de Cota de Garantia Física é composto pelos seguintes comandos e expressões:

48. A quantidade anual de cada contrato de cota de Garantia Física será determinada pela aplicação do fator de percentual de contratação anual, definido pela ANEEL, de cada agente distribuidor a Garantia Física da parcela de usina sob o regime de cotas, conforme expressão abaixo:

$$QA_{e,f} = F\_PCA_m * F\_CCGF_{a,p,f} * GF_p * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m$$

Onde:

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$F\_PCA_m$  é o Fator de Percentual de Contratação Anual no mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

49. As demais etapas da Sazonalização dos CCGFs serão feitas conforme determinado no Anexo II – Sazonalização conforme perfil do SIMPLES.

### 6.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Contratos de Cota de Garantia Física

Quantidade de Horas no Mês		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física		
<b>F_CCGF<sub>a,p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de referência “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Fator de Percentual de Contratação Anual		
<b>F_PCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Fator de Percentual de Contratação Anual no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

---

### 6.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de Contratos de Cota de Garantia Física

		Quantidade Sazonalizada do Contrato	
QA <sub>e,f</sub>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”	
	Unidade	MWh	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

### 6.3. Modulação de Contratos de Cota de Garantia Física

#### Objetivo:

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada cotista dentro do regime de cotas de garantia física.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada cotista para empreendimentos participantes do regime de cotas de garantia física. A [Figura 32](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

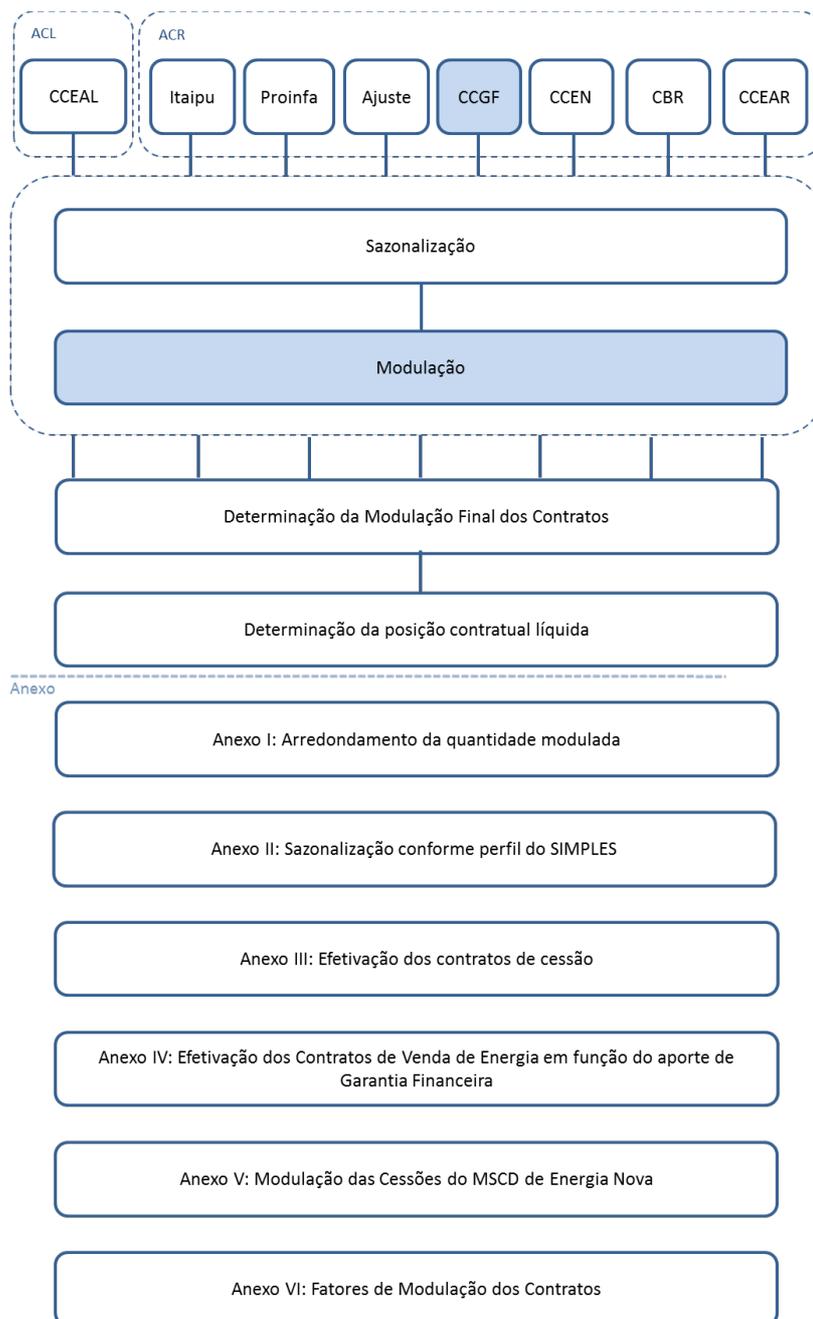


Figura 32: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 6.3.1. Detalhamento do processo de modulação de Contratos de Cota de Garantia Física

O processo de modulação de Contratos de Cota de Garantia Física é composto pelos seguintes comandos e expressões:

50. A quantidade modulada não ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, que esteja relacionado à usina participante do MRE, é calculada conforme perfil de geração do MRE:

$$CQ_{0_{e,j}} = QM_{e,m} * F_{MRE_j}$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$F_{MRE_j}$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização “j”

51. A quantidade modulada não ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, que esteja relacionado à usina não participante do MRE, é calculada conforme perfil de geração da usina:

$$CQ_{0e,j} = QM_{e,m} * F_{MODVG_{e,j}}$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$F_{MODVG_{e,j}}$  é o Fator de Modulação Vinculada a Geração da parcela de usina “p” vendedora do Contrato “e” no período de comercialização “j”

52. A quantidade modulada do Contrato de Cota de Garantia Física é determinada após o processo de arredondamento conforme descrito no ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada.

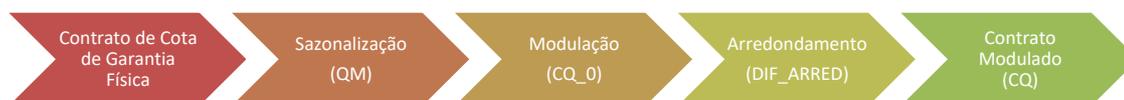


Figura 33: Fluxograma do processo do Contrato de Cota de Garantia Física

### 6.3.2. Dados de Entrada da Modulação de Contratos de Cota de Garantia Física

<b>Fator de Modulação do MRE</b>		
<b><math>F_{MRE_j}</math></b>	Descrição	Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE por período de comercialização “j” e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Modulação Vinculada a Geração</b>		
<b><math>F_{MODVG_{e,j}}</math></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada a Geração da parcela de usina “p” vendedora do Contrato “e” no período de comercialização “j”

	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Anexo II – Sazonalização conforme perfil do SIMPLES)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		

### 6.3.3. Dados de Saída da Modulação de Contratos de Cota de Garantia Física

	<b>Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato</b>	
<b>CQ_0<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		

## 7. Detalhamento das Etapas dos CCENs

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 7.1. Premissas Gerais para CCENs

#### Objetivo:

Definir as premissas gerais dos CCENs.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais para os Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCEN). A [Figura 34](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

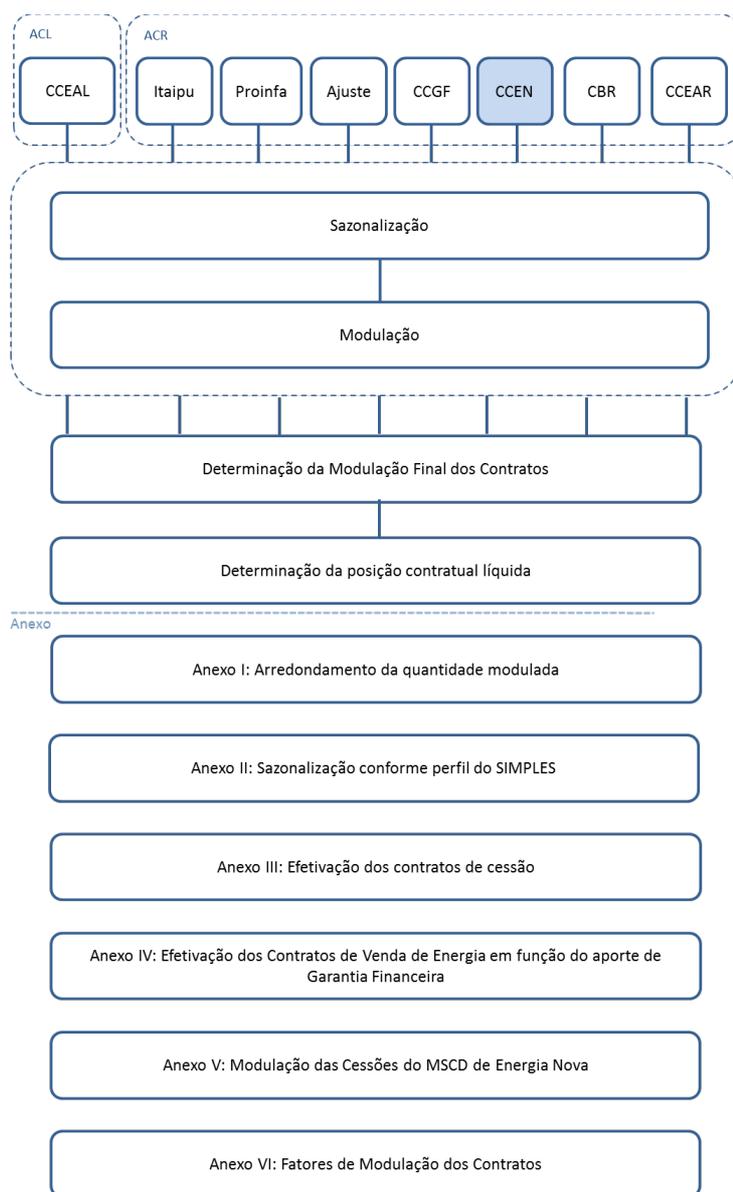


Figura 34: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 7.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos CCENs

Para os CCENs devem ser observadas as seguintes premissas:

53. Cada usina nuclear que comercializa Contrato de Cotas de Energia Nuclear (CCEN) é modelada no SCL sob perfil específico para registro exclusivo de CCENs.
54. Cada CCEN é identificado como um relacionamento comercial entre um agente cotista do empreendimento de distribuição (agente comprador) e o agente concessionário do empreendimento de geração (agente vendedor).
55. O CCEN é registrado no submercado do agente concessionário (agente vendedor).
56. A Aneel informa à CCEE, para cada agente concessionário, o montante anual de energia a ser comercializado (MWh).

57. A Aneel informa à CCEE, para cada agente cotista (agente comprador), um fator de rateio, para a apuração da cota-parte, destinada a cada distribuidora.
58. A CCEE calcula cada cota-parte aplicando o respectivo fator de rateio sobre o montante anual de energia, apurando com isso o montante contratado por cada agente cotista.

## **7.2. Sazonalização de CCENs**

### **Objetivo:**

Determinar, para cada agente distribuidor, a quantidade mensal de energia respectiva a cada Contrato de Cotas de Energia Nuclear.

### **Contexto:**

O objetivo deste submódulo é apresentar como são repartidos os montantes anuais de energia em quantidades contratadas mensais, para cada agente distribuidor, dentro do regime de Cotas de Energia Nuclear. A [Figura 35](#) ~~Figura-35~~ relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

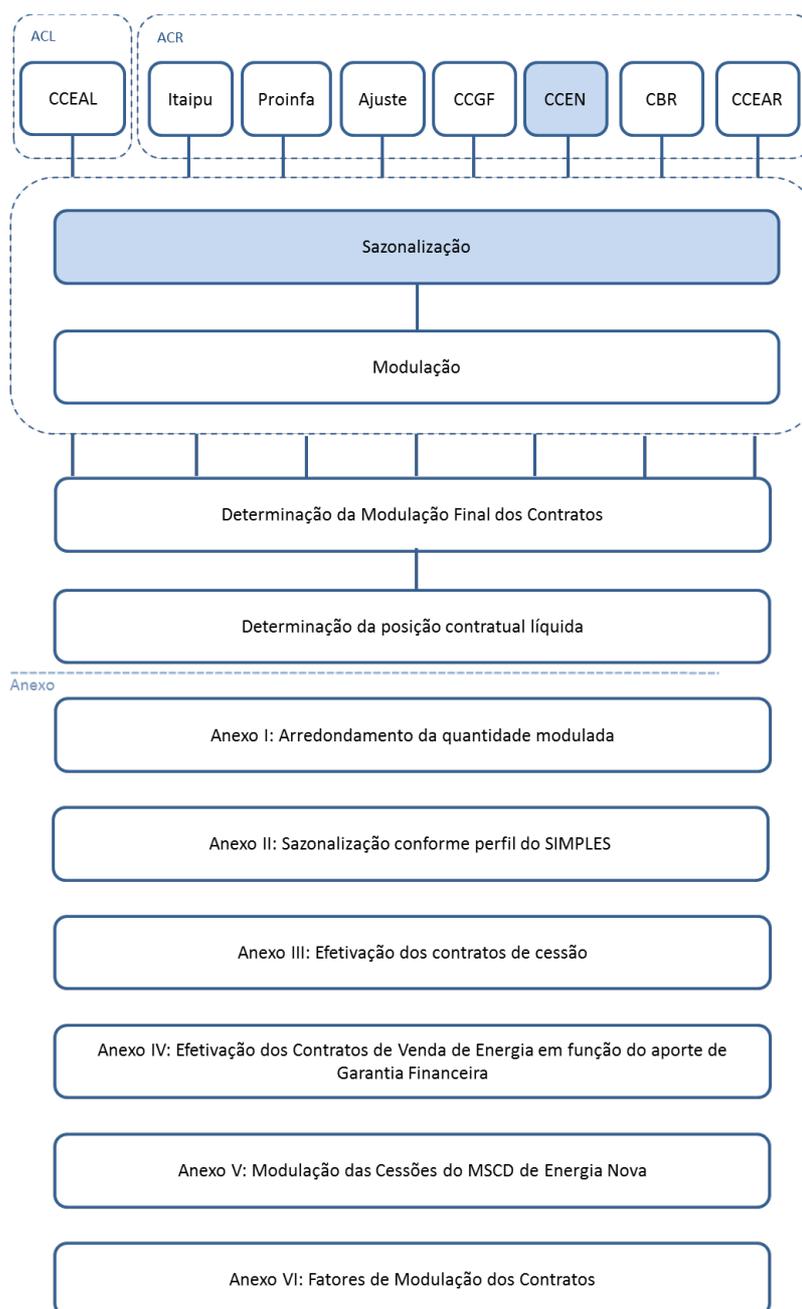


Figura 35: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 7.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização de CCENs

O processo de sazonalização de CCENs é composto pelos seguintes comandos e expressões:

59. A quantidade sazonalizada de um CCEN é definida pela distribuição uniforme da quantidade anual do contrato, em cada mês de apuração, nos termos da expressão a seguir:

$$QM_{e,m} = QA_{e,f} * \frac{M\_HORAS_m}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

### Importante:

Os valores de  $QA_{e,f}$  serão fornecidos pela ANEEL anualmente, e refletem os valores referentes aos montantes de energia baseado nas cotas-parte de cada distribuidora participante no rateio de Angra 1 e Angra 2.

## Representação Gráfica

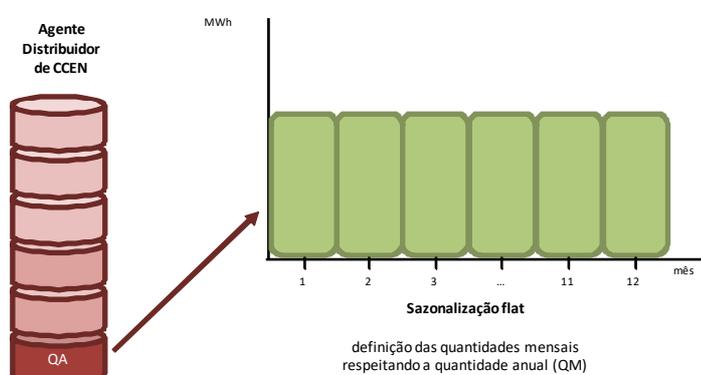


Figura 36: Representação gráfica do rateio e sazonalização *flat* de CCEN

### 7.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de CCENs

Quantidade Anual do contrato		
$QA_{e,f}$	Descrição	Quantidade Anual referente ao contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade de Horas no Mês		
$M\_HORAS_m$	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 7.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de CCENs

		Quantidade Sazonalizada do Contrato
QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Mensal Sa associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 7.3. Modulação de CCENs

#### Objetivo:

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada CCEN.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada contrato de energia nuclear comercializado. A [Figura 37](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

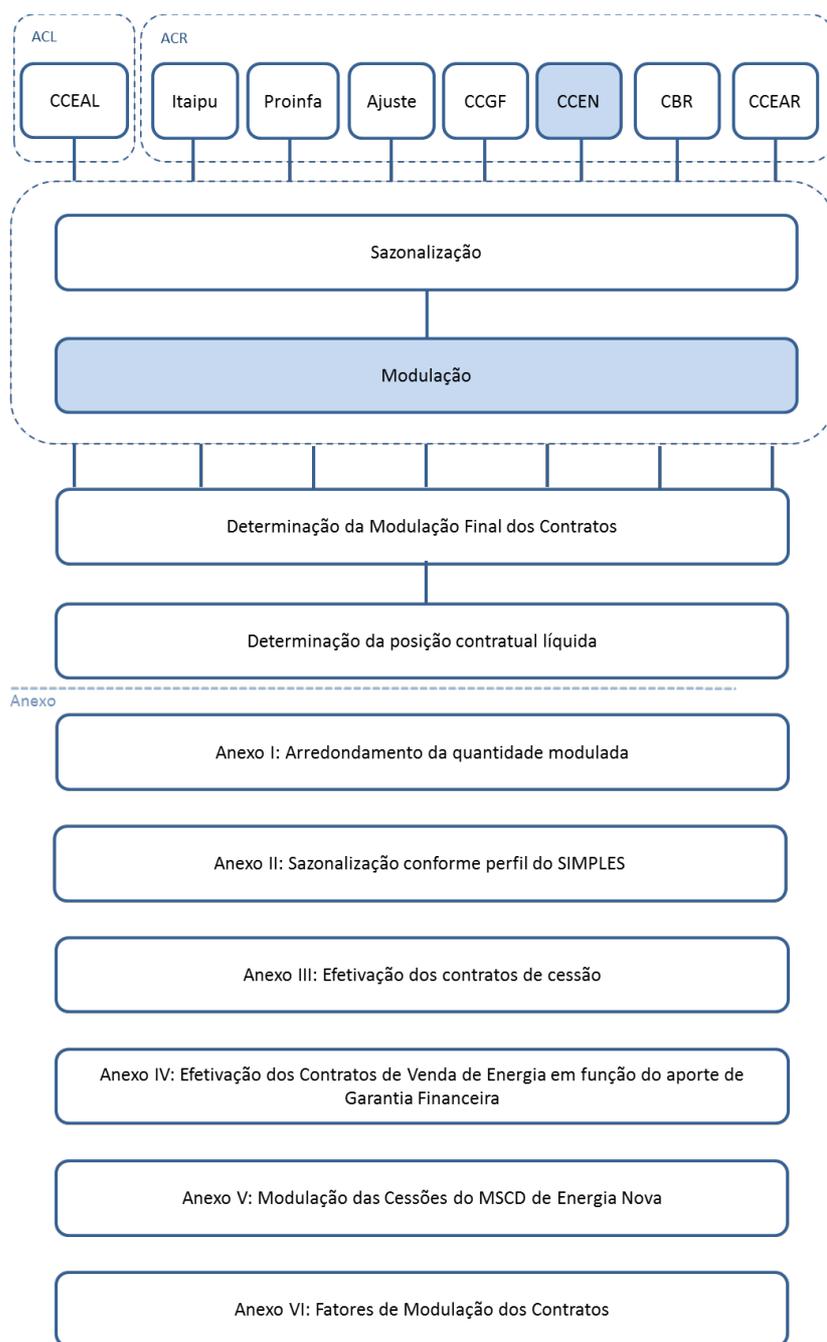


Figura 37: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 7.3.1. Detalhamento do processo de modulação de CCENs

O processo de modulação de CCENs é composto pelos seguintes comandos e expressões:

60. Os CCENs são modulados conforme o perfil da carga do agente cotista (distribuidora).
61. A quantidade modulada do CCEN é definida conforme a seguinte expressão:

$$CQ_{0_{e,j}} = QM_{e,m} * F_{MODVC_{e,j}}$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$F_{MODVC_{e,j}}$  é o Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”

62. A quantidade modulada do CCEN é determinada após o processo de Sazonalização.

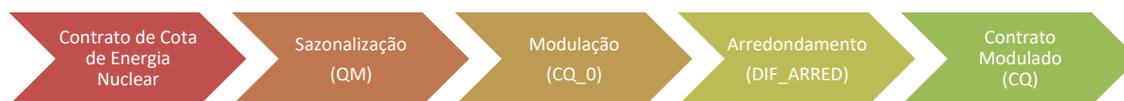


Figura 38: Fluxograma do processo do CCEN

### 7.3.2. Dados de Entrada da Modulação de CCENs

<b>Fator de Modulação pela Carga</b>		
<b><math>F_{MODVC_{e,j}}</math></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b><math>QM_{e,m}</math></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 7.3.3. Dados de Saída da Modulação de CCENs

<b><math>CQ_{0e,j}</math></b>	<b>Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato</b>
-------------------------------	---

Descrição	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 8. Detalhamento das Etapas dos CBRs

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 8.1. Premissas Gerais dos CBRs

#### Objetivo:

Definir as premissas gerais dos Contratos Bilaterais Regulados - CBRs.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais para os Contratos Bilaterais Regulados - CBR. A [Figura 39](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

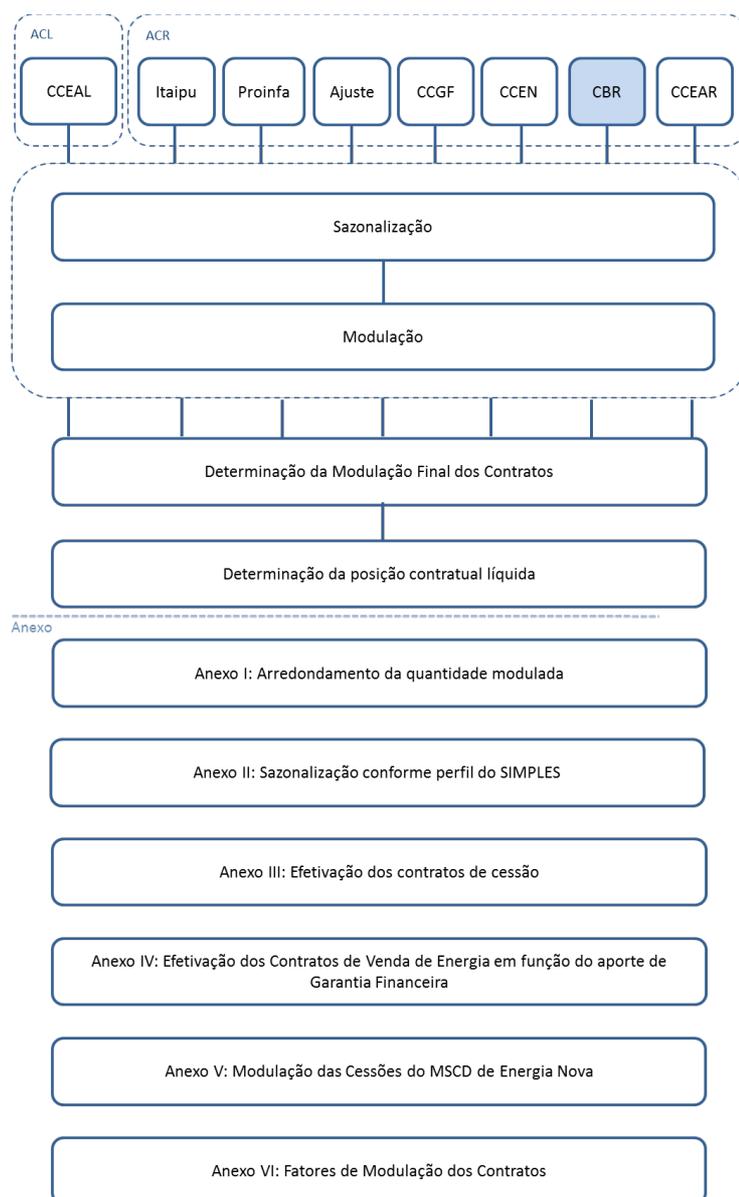


Figura 39: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 8.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos CBRs

Para os CBRs devem ser observadas as seguintes definições e premissas:

63. Os Contratos de Bilaterais Regulados – CBRs representam algumas formas de contratação regulada bastante específicas e com metodologias diferentes entre si. Por esse motivo, os CBRs são categorizados em subgrupos, com identificação própria (*flag* específico) para que cada um possa receber o tratamento algébrico adequado.
64. Os subgrupos de CBRs relacionados aos agentes pertencem à categoria de **distribuição** de energia elétrica, de contratos aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL, conforme Inciso II do Art. 2º do Dec. 5.163/2004, são provenientes de:
  - (i) Geração Distribuída de Chamada Pública,

(i) Geração Distribuída de Chamada Pública,

- (ii) Geração Distribuída de Desverticalização,
  - (iii) Licitação Pública de distribuidoras de pequeno porte, conforme regulamentação específica com mercado próprio menor que 500 GWh/ano,
  - (iv) Contratação entre distribuidoras supridas e supridoras,
  - (v) Contratos Celebrados Anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004), e
  - (vi) Contratos oriundos do Sistema Isolado de Distribuidora Interligada.
65. Já os subgrupos de CBRs cuja parte vendedora pertence à categoria de **geração** de energia elétrica, referente aos contratos estabelecidos na Lei 13.182/2015, são:
- (i) Suprimento de Energia referente ao Art. 5º da Lei 13.182/2015 e similares;
  - (ii) Suprimento de Energia referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 e similares.
66. Cada contrato CBR é identificado como um relacionamento comercial entre um agente comprador e um agente vendedor.
67. Para os CBRs decorrentes de Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Contratos Celebrados Anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) e Contratos oriundos do Sistema Isolado de Distribuidora Interligada os empreendimentos de geração utilizados como lastro devem ser identificados.
68. Os contratos firmados entre empresas do mesmo grupo econômico, cuja parte compradora pertence à categoria de distribuição de energia elétrica, a modulação será feita, conforme indicação da ANEEL, por um dos critérios de modulação definidos a seguir:
- Modulação Livremente Acordada Entre as Partes – mediante inserção de montantes para cada período de comercialização de energia no mês anterior ao do respectivo mês onde são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica;
  - Modulação *Flat* – mediante alocação do montante de energia de forma constante em todos os períodos de comercialização;
  - Modulação Vinculada à Carga (nesse caso, todas as cargas do agente de distribuição serão vinculadas ao contrato); e
  - Modulação Vinculada à Geração – seguindo a curva de geração das usinas.
69. Os CBRs do subgrupo Suprimento de Energia referente ao Art. 5º da Lei 13.182/2015 e similares apresentam as seguintes premissas:
- A supridora informará, para cada período de comercialização, o valor máximo de suprimento do contrato, seguindo as premissas do §14 do art. 22 da Lei 11.943/2009, alterado pela Lei 13.182/2015 que será levado ao Centro de Gravidade pela consideração das perdas para a correta comparação com o consumo do agente suprido.

- A supridora deverá registrar e a parte compradora deverá validar, para cada período de comercialização, os valores máximos de suprimento do contrato, em atendimento aos prazos estabelecidos em PdC específico.
  - O montante para cada período de comercialização do contrato CBR será dado pelo montante consumido no conjunto de cargas do agente suprido, limitado pelo valor de cada período de comercialização máximo de suprimento informado pela supridora e validado pela parte compradora.
  - A soma dos montantes de cada período de comercialização resulta no montante mensal no Centro de Gravidade do contrato de suprimento entre a supridora e os consumidores supridos.
  - É vedada a cessão de energia proveniente desse tipo de contrato.
70. Os CBRs do subgrupo Suprimento de Energia referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 e similares apresentam as seguintes premissas:
- É permitido o registro de CBR entre a supridora e consumidores do submercado Sudeste/Centro-Oeste, inclusive consumidores especiais, conforme Lei 13.182/2015.
  - Somente para o **consumidor especial** comprador, esse tipo de CBR será considerado como recurso **especial** para fins de apuração das Penalidades de Energia. Tanto para os **consumidores livres** compradores e para o **vendedor Supridor**, o lastro será considerado como **não especial**.
  - A Sazonalização e Modulação serão uniformes (*flat*).
  - É vedada a cessão de energia proveniente desse tipo de contrato.

## 8.2. Sazonalização de CBRs

### Objetivo:

Determinar a quantidade contratada mensal por meio de Contratos Bilaterais Regulados - CBR.

### Contexto:

O objetivo desse submódulo é apresentar como são definidas as quantidades mensais de energia relativas de relacionamentos comerciais resultantes dos CBRs. A [Figura 40](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

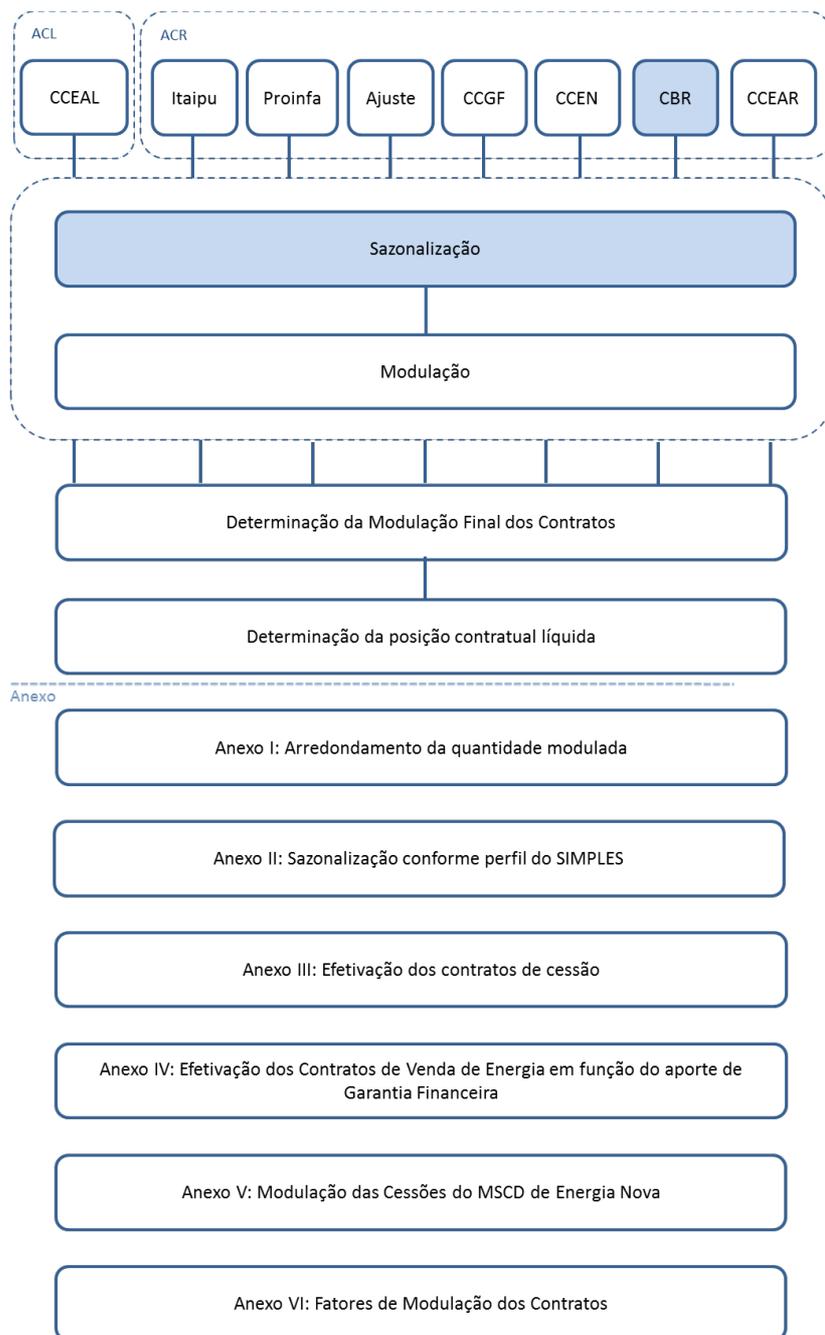


Figura 40: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 8.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização de CBRs

O processo de sazonalização de CBR é composto pelos seguintes comandos e expressões:

71. A sazonalização de um CBR é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada mês de apuração, dado pela expressão:

$$QM_{e,m} = \sum_{j \in m} CQ_{e,j}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

### 8.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de CBRs

		Quantidade Modulada do Contrato	
$CQ_{e,j}$	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”	
	Unidade	MWh	
	Fornecedor	Contratos (Anexo IV – Ajuste Final da Modulação de Contratos)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

### 8.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de CBRs

		Quantidade Sazonalizada do Contrato	
$QM_{e,m}$	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”	
	Unidade	MWh	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

## 8.3. Modulação de CBRs

### Objetivo:

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada CBR.

### Contexto:

O objetivo desse submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada CBR. A [Figura 41](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

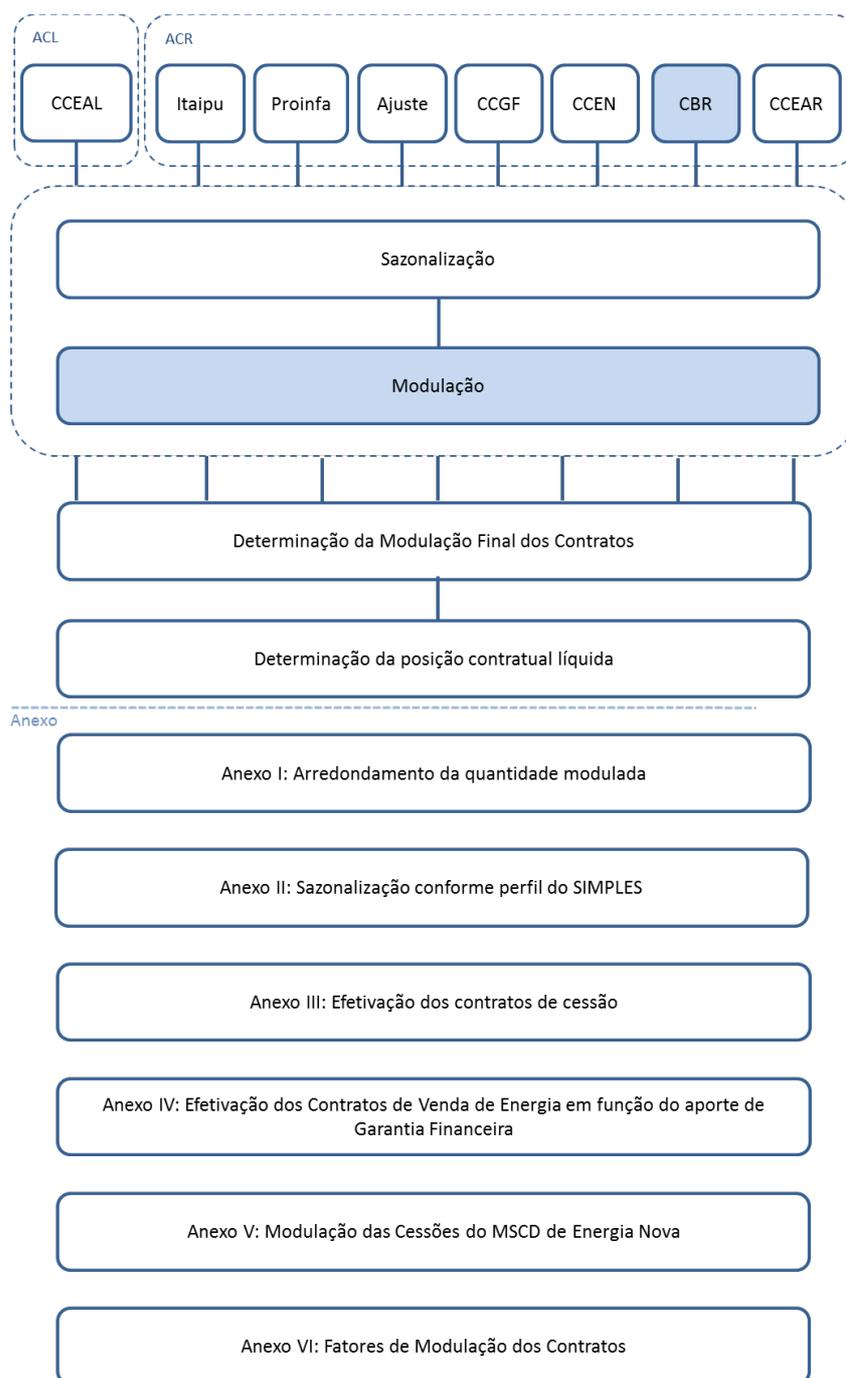


Figura 41: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 8.3.1. Detalhamento do processo de modulação de CBRs

O processo de modulação de CBRs é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### **Contratos Bilaterais Regulados de Suprimento de Energia referente ao Art. 5º da Lei 13.182/2015 e similares**

72. Para CBRs firmados para suprimento de energia referente ao Art. 5º da Lei 13.182/2015 e similares, a modulação será vinculada ao consumo da carga ou conjunto de cargas do

comprador, limitada ao Suprimento para cada período de comercialização Máximo associado ao CBR informado pelo supridor, conforme a expressão a seguir:

$$CQ_{0e,j} = \min \left( \sum_{c \in CCE} RC_{c,j}; CQ\_CBR\_MAX_{e,j} * \frac{\sum_{c \in CCE} RC_{c,j}}{\sum_{c \in CCE} MED\_C_{c,j}} \right)$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

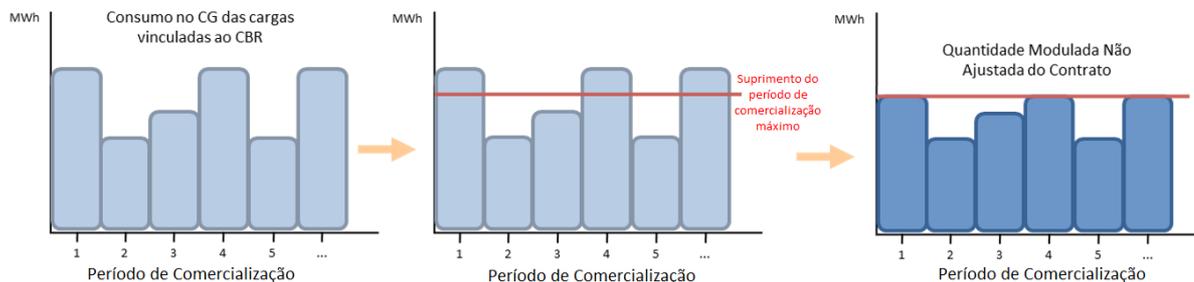
$CQ\_CBR\_MAX_{e,j}$  o valor do período de comercialização máximo de suprimento, que deverá ser calculado considerando as premissas do §14 do art. 22 da Lei 11.943/2009, alterado pela Lei 13.182/2015, do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

“CCE” é o Conjunto de cargas associadas ao contrato “e”, para fins de modulação

### Representação Gráfica



### Contratos Bilaterais Regulados com Modulação Livremente Acordada Entre as Partes

73. A modulação de um CBR é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada período de comercialização:

$$CQ_{0e,j} = CQ\_LAEP_{e,j}$$

Onde:

$CQ_{0e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$CQ\_LAEP_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes do Contrato “e” no período de comercialização “j”

- 73.1. O somatório dos valores modulados deve ser igual à quantidade mensal do contrato.

### Contratos Bilaterais Regulados com Modulação Flat

74. Para contratos sem valores de cada período de comercialização definidos, não validados dentro dos prazos determinados nos Procedimentos de Comercialização correspondentes, ou CBR de Suprimento de Energia referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 e similares, a modulação será *flat* e corresponde à distribuição uniforme do montante mensal, ou do período de vigência do relacionamento comercial dentro do mês, conforme expressão a seguir:

$$CQ_{0_{e,j}} = MV_{e,v} * SPD_m$$

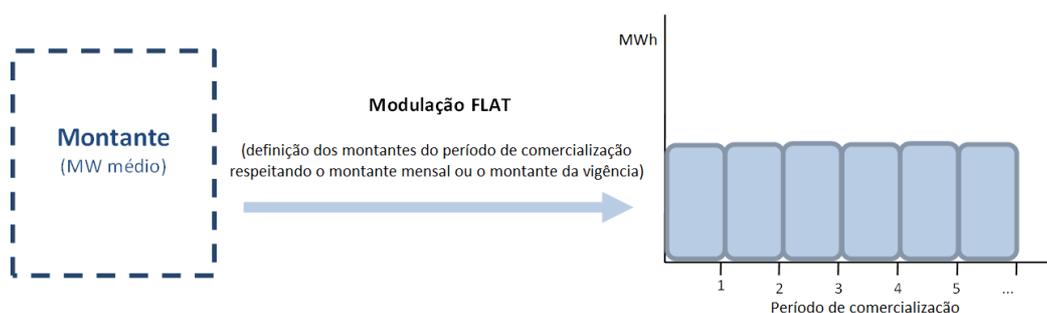
Onde:

$CQ_{0_{e,j}}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

### Representação Gráfica



### Contratos Bilaterais Regulados com Modulação Vinculada à Carga

75. Para CBRs firmados com opção de modulação vinculada à carga ou conjunto de cargas, desde que devidamente validada pela contraparte, a modulação é feita de acordo com o perfil para cada período de comercialização do conjunto de cargas associados ao CBR ou do conjunto de cargas do agente comprador, conforme a expressão a seguir:

$$CQ_{0_{e,j}} = (MV_{e,v} * V_{HORAS_v}) * F_{MODVC_{e,j}}$$

Onde:

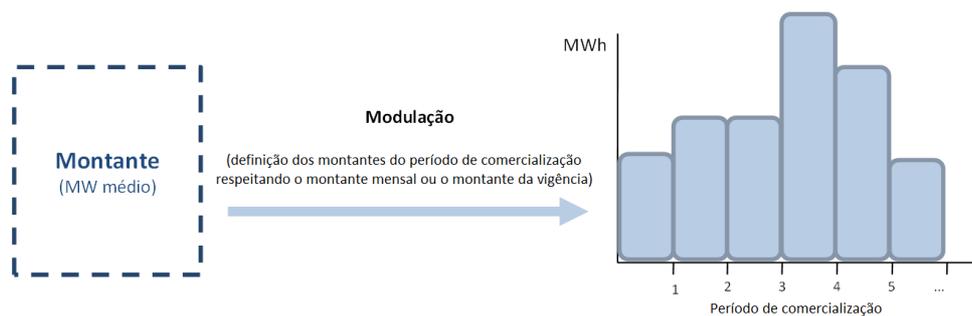
$CQ_{0_{e,j}}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$V_{HORAS_v}$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

$F_{MODVC_{e,j}}$  é o Fator de Modulação Vinculada à Carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica



75.1. O Fator de Modulação Vinculada à Carga é determinado, para cada contrato, de forma distinta em função da categoria do agente comprador.

### Contratos Bilaterais Regulados com Modulação Vinculada à Geração

76. Para CBRs firmados com opção de Modulação Vinculada a geração de uma usina, ou conjunto de usinas, desde que devidamente validada pela contraparte, a modulação é feita de acordo com o perfil para cada período de comercialização do conjunto de usinas associadas ao CBR, conforme a expressão a seguir:

$$CQ_{0_{e,j}} = (MV_{e,v} * V_{HORAS_v}) * F_{MODVG_{e,j}}$$

Onde:

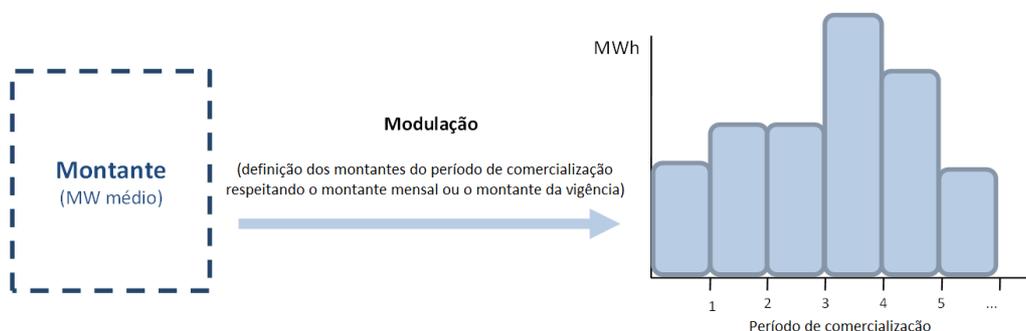
$CQ_{0_{e,j}}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$V_{HORAS_v}$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

$F_{MODVG_{e,j}}$  é o Fator de Modulação Vinculada a Geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica



### Contratos Bilaterais Regulados com Modulação Vinculada ao MRE

77. Para CRBs firmados com opção de Modulação Vinculada ao MRE, desde que devidamente validada pela contraparte, a modulação é feita de acordo com o perfil de geração do conjunto de usinas participantes do MRE, conforme a expressão a seguir:

$$CQ_{0_{e,j}} = (MV_{e,v} * V_{HORAS_v}) * \frac{F_{MRE_j}}{\sum_{j \in CPEV} F_{MRE_j}}$$

Onde:

$CQ_{0_{e,j}}$  é o Montante Modulado preliminar na vigência do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante na vigência do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$F_{MRE_j}$  é o Fator de Modulação do MRE por período de comercialização “j”

$V_{HORAS_v}$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

“CPEV” é o Conjunto de períodos de comercialização “j”, em que o contrato “e”, está vigente dentro de uma vigência “v”, do contrato limitada ao mês de contabilização “m”

#### Importante:

Para os contratos que apresentam uma ou mais vigências diferentes de um mês dentro do mês de apuração, o somatório do fator de modulação do MRE deve corresponder ao montante de cada vigência do contrato no mês.

78. Para todos os casos de modulação destes contratos, a quantidade modulada final dos contratos é determinada após o processo de arredondamento, conforme descrito no ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada.



Figura 42: Fluxograma do processo do CBR

### 8.3.2. Dados de Entrada da Modulação de CBRs

Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes		
$CQ_{LAEP_{e,j}}$	Descrição	Quantidade Modulada Livremente Acordada Entre as Partes do Contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Quantidade de Suprimento do período de comercialização Máximo</b>		
<b>CQ_CBR_MAX<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Valor do período de comercialização máximo de suprimento, que deverá ser calculado considerando as premissas do §14 do art. 22 da Lei 11.943/2009, alterado pela Lei 13.182/2015, do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante na vigência do contrato</b>		
<b>MV<sub>e,v</sub></b>	Descrição	Montante do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Modulação pela carga</b>		
<b>F_MODVC<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Modulação pela geração</b>		
<b>F_MODVG<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo no ambiente livre da parcela de carga</b>		
<b>RC_AL<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo no ambiente livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil

	(Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)	
	Valores Possíveis Positivos ou Zero	
<b>Quantidade de Horas da vigência</b>		
<b>V_HORAS<sub>v</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas da vigência “v”, limitada ao mês de contabilização, para cada contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Modulação do MRE</b>		
<b>F_MRE<sub>j</sub></b>	Descrição	Relação entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE por período de comercialização “j” e a geração total dessas usinas no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Duração de um período de comercialização</b>		
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1

### 8.3.3. Dados de Saída da Modulação de CBRs

<b>Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato</b>		
<b>CQ_0<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 9. Detalhamento das Etapas dos CCEARs

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 9.1. Premissas Gerais para CCEARs

#### Objetivo:

Definir as premissas gerais dos CCEARs.

#### Contexto:

O objetivo deste submódulo é apresentar as premissas gerais para os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado. A [Figura 43](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

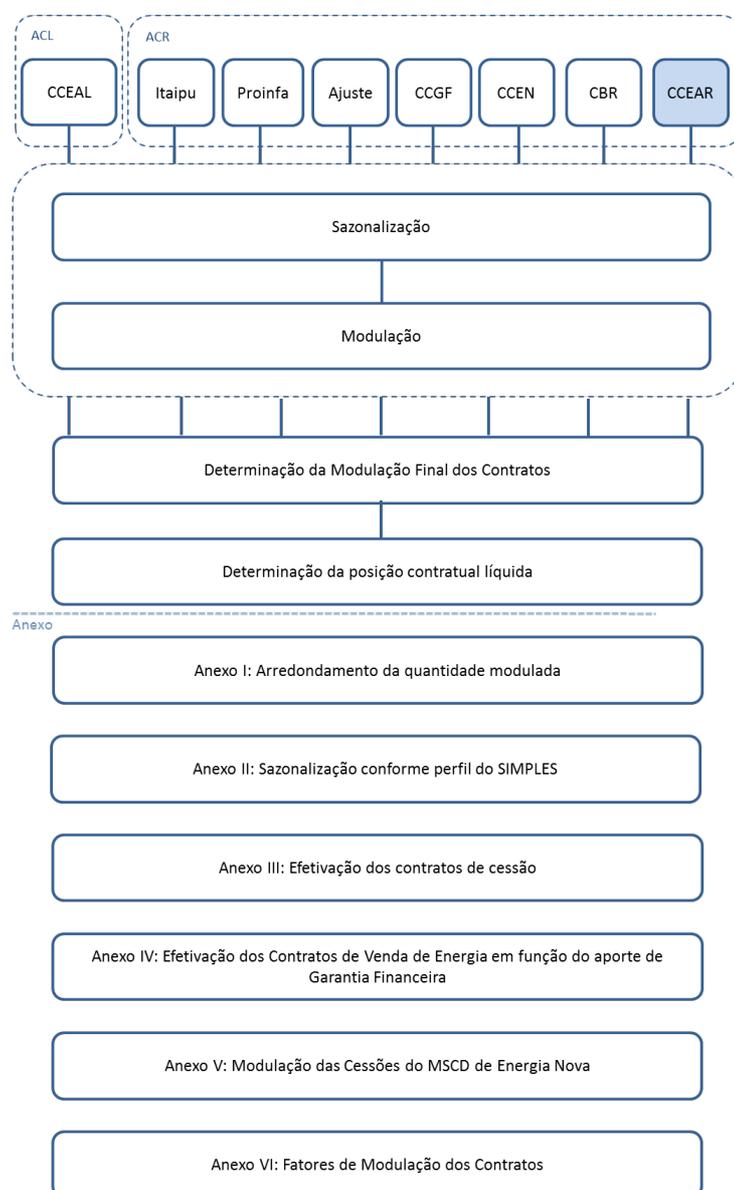


Figura 43: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 9.1.1. Detalhamento das premissas gerais dos CCEARs

Para os CCEARs devem ser observadas as seguintes premissas:

79. Cada contrato CCEAR é identificado como um relacionamento comercial entre um agente comprador e um agente vendedor, conforme resultante do leilão.
80. O CCEAR é registrado no submercado onde a energia foi produzida.

### 9.2. Sazonalização de CCEARs

#### **Objetivo:**

Determinar a quantidade contratada mensal por meio de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.

#### **Contexto:**

O objetivo desse submódulo é apresentar como são definidas as quantidades mensais de energia relativas de relacionamentos comerciais resultantes de leilões de energia elétrica provenientes de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes. A ~~Figura 44~~ [Figura 44](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

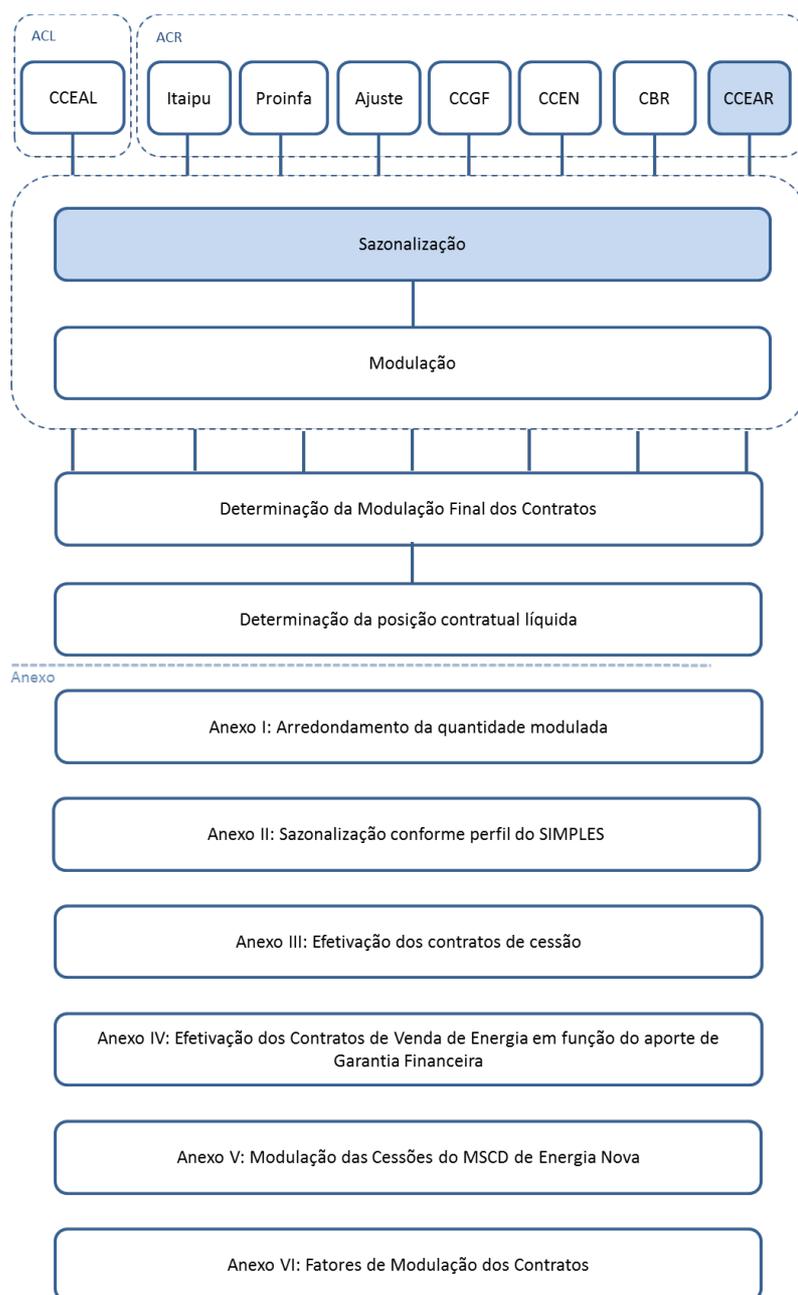


Figura 44: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 9.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização de CCEARs

O processo de sazonalização de CCEARs é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### CCEAR por disponibilidade – sazonalização *flat*

81. A quantidade sazonalizada de um CCEAR por disponibilidade é definida em cada mês de apuração, nos termos da expressão a seguir:

$$QM_{e,m} = MMC_{e,m} * M\_HORAS_m$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

82. A quantidade anual do contrato CCEAR por disponibilidade é definida pelo somatório dos montantes mensais, nos termos da expressão a seguir:

$$QA_{e,f} = \sum_{m \in f} QM_{e,m}$$

Onde:

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

### Representação Gráfica

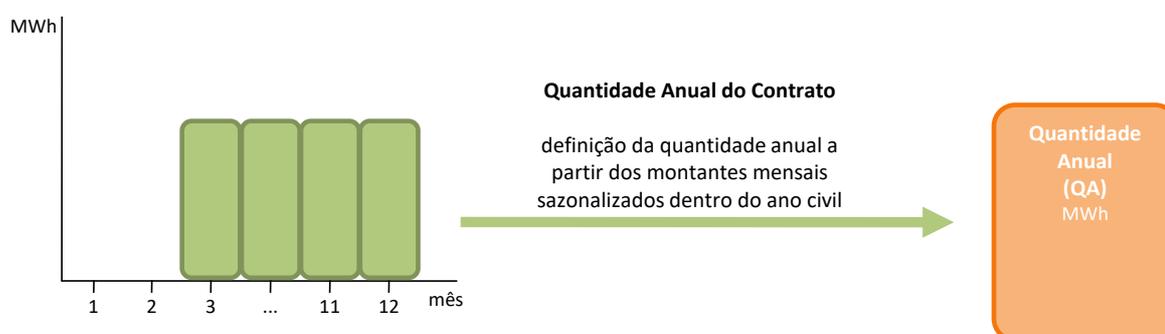


Figura 45: Representação gráfica da sazonalização *flat*

### CCEAR por quantidade – sazonalização pelo agente

83. A sazonalização de um CCEAR por quantidade é definida conforme valores de energia informados e validados pelos agentes para cada mês de apuração:

$$QM_{e,m} = MCCEAR\_SAZ_{e,m}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$MCCEAR\_SAZ_{e,m}$  é a Quantidade Mensal em MWh informada pelo agente comprador e validada pelo agente vendedor para o contrato “e” no mês de apuração “m”

- 83.1. O somatório dos valores mensais informados pelo agente deve ser igual à quantidade anual do contrato.

84. Para CCEAR por quantidade, a sazonalização deve ser realizada pelo agente comprador e validada pelo agente vendedor, uma única vez para todos os meses contratuais de cada ano civil, respeitando os critérios definidos em cada CCEAR.

**Importante:**

Para os CCEARs comercializados a partir do 25º Leilão de Energia Nova de fonte hidráulica, não há a possibilidade de sazonalização em comum acordo pelos agentes, sendo a mesma realizada compulsoriamente conforme perfil do SIMPLES.

**CCEAR por quantidade – sazonalização conforme perfil do SIMPLES**

85. A Sazonalização de CCEARs por quantidade conforme perfil do SIMPLES será calculada conforme determinado no Anexo II – Sazonalização conforme perfil do SIMPLES.

**Importante:**

Caso o início de suprimento do contrato não ocorra na primeira hora do primeiro dia do mês, a sazonalização do contrato deverá ser proporcional a quantidade de horas de suprimento do contrato no mês.

Nos casos em que contrato prever início de suprimento vinculado a operação comercial da usina deverá ser considerada a data de entrada da primeira unidade geradora.

**9.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de CCEARs**

<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Mensal do Contrato CCEAR Informada pelo Agente</b>		
<b>MCCEAR_SAZ<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal em MWh informada pelo agente para o CCEAR “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Montante Médio Contratado	

Descrição	Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”
Unidade	MW médio
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 9.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de CCEARs

Quantidade Sazonalizada do Contrato		
QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Quantidade Anual do Contrato		
QA <sub>e,f</sub>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 9.3. Modulação de CCEARs

#### Objetivo:

Calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada CCEAR.

#### Contexto:

O objetivo desse submódulo é calcular a quantidade contratada por período de comercialização de cada contrato resultante de um leilão de energia existente ou de energia nova em ambiente regulado.

A [Figura 46](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

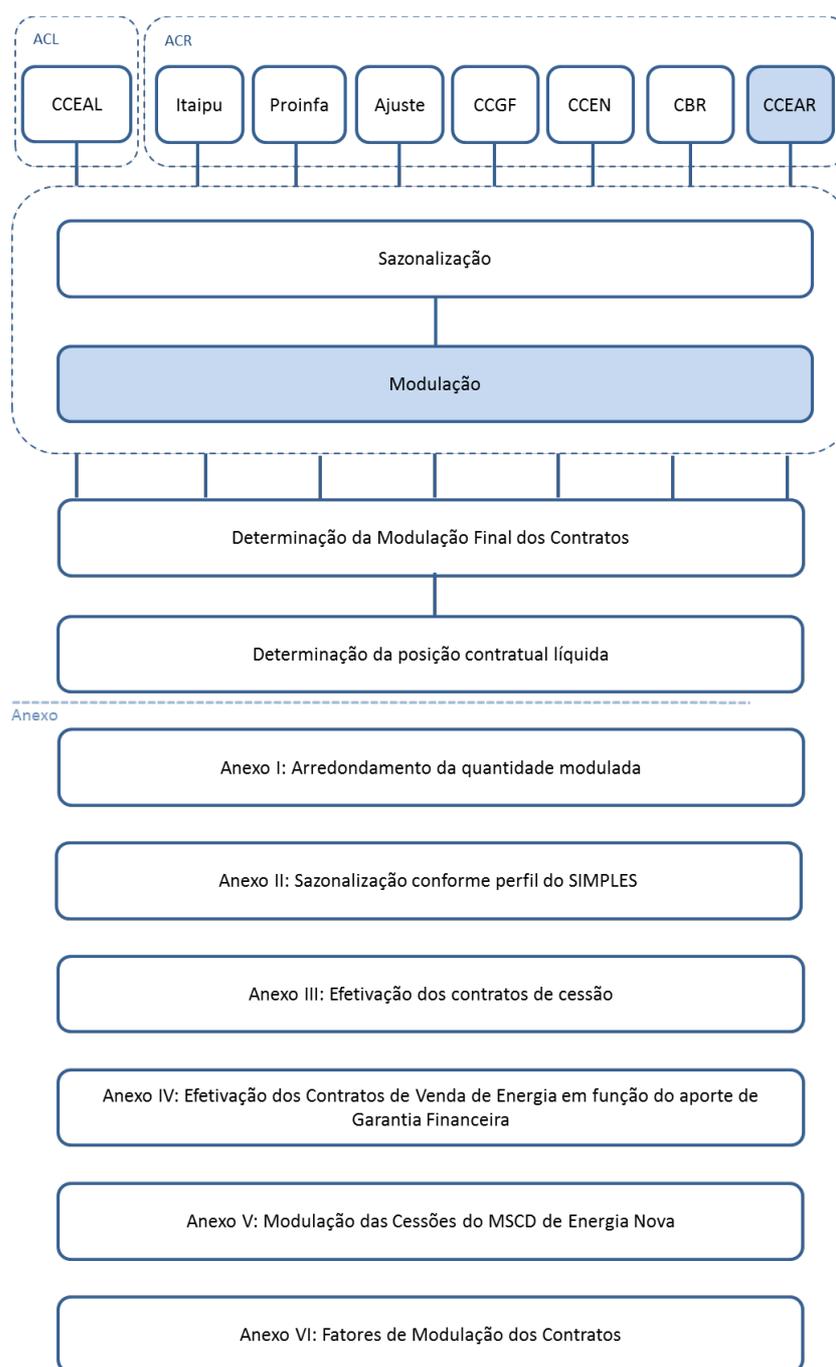


Figura 46: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 9.3.1. Detalhamento do processo de modulação de CCEARs

O processo de modulação de CCEARs, que varia de acordo com a modalidade do contrato, é composto pelos seguintes comandos e expressões:

#### CCEAR por disponibilidade

- Os CCEARs por disponibilidade são modulados conforme o perfil da carga, no caso em que a Potência Associada aos Contratos no mês seja maior que a quantidade contratada.

86.1. A quantidade modulada preliminar do CCEAR por disponibilidade é definida conforme perfil da carga do agente comprador, conforme apresentado a seguir:

$$QM\_MOD\_PRE_{e,j} = QM_{e,m} * F\_MODVC_{e,j}$$

Onde:

$QM\_MOD\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$F\_MODVC_{e,j}$  é o Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”

### CCEAR por quantidade

87. Os CCEARs por quantidade são modulados conforme perfil da carga remanescente do agente comprador, que corresponde ao consumo total, descontados os demais contratos registrados na CCEE em nome do comprador. Entretanto, a modulação de CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Projetos Estruturantes, até o mês da entrada em operação comercial da última unidade geradora, definido no Contrato de Concessão, assim como no caso em que a Potência Associada aos Contratos no mês seja menor que a quantidade contratada, é realizada de forma *flat*.

87.1. A Quantidade Modulada Preliminar dos CCEARs por quantidade é definida conforme o perfil da carga remanescente do agente comprador, conforme apresentado a seguir:

$$QM\_MOD\_PRE_{e,j} = QM_{e,m} * F\_MODCR_{a,j}$$

Onde:

$QM\_MOD\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$F\_MODCR_{a,j}$  é o Fator de Modulação pela Carga Remanescente do perfil de agente “a” no período de comercialização “j”

“a” refere-se ao perfil de agente comprador do contrato “e”

87.1.1. O Fator de Modulação pela Carga Remanescente corresponde à proporção da carga remanescente do agente por período de comercialização em relação à carga remanescente mensal, sendo calculado conforme expressão a seguir:

Se a soma da carga remanescente do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, for igual a zero, ou seja,  $\sum_{j \in m} CRM_{a,j} = 0$ , então:

$$F\_MODCR_{a,j} = \frac{1}{M\_SPD_m}$$

Caso contrário:

$$F\_MODCR_{a,j} = \frac{CRM_{a,j}}{\sum_{j \in m} CRM_{a,j}}$$

Onde:

$F\_MODCR_{a,j}$  é o Fator de Modulação pela Carga Remanescente do perfil de agente “a” no período de comercialização “j”

$CRM_{a,j}$  é a Carga Remanescente do perfil de agente “a” no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

- 87.1.2. A carga remanescente do agente é determinada pela diferença entre seu consumo total e a carga parcialmente contratada em todos os submercados, por meio da expressão a seguir:

$$CRM_{a,j} = \max \left[ 0; \sum_s (TRC_{a,s,j} - PDCG_{a,s,j}) \right]$$

Onde:

$CRM_{a,j}$  é a Carga Remanescente do perfil de agente “a” no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$PDCG_{a,s,j}$  é a Carga Parcialmente Contratada do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica

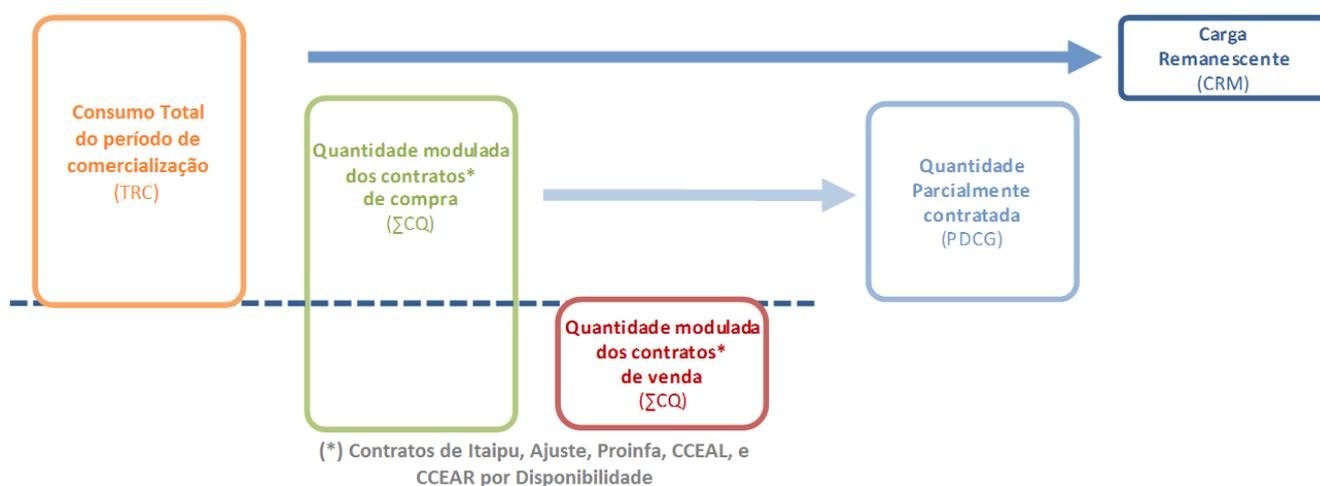


Figura 47: Representação gráfica da determinação da carga remanescente

- 87.1.3. Para determinar a carga remanescente é necessário conhecer a carga parcialmente contratada que corresponde à quantidade de energia comprada por meio de contratos, por período de comercialização, e que não é destinada à cobertura de contratos de venda (para esta análise são considerados todos os contratos registrados para o agente, com exceção dos CCEARs por Quantidade).

$$PDCG_{a,s,j} = \sum_{\substack{e \in \overline{ECQ} \\ e \in S}} CQ_{e,j} - \sum_{\substack{e \in \overline{EVQ} \\ e \in S}} CQ_{e,j}$$

Onde:

$PDCG_{a,s,j}$  é a Carga Parcialmente Contratada do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“ $\overline{ECQ}$ ” é o Conjunto de Contratos “e” de compra do perfil de agente “a”, exceto os CCEARs por quantidade

“ $\overline{EVQ}$ ” é o Conjunto de Contratos “e” de venda do perfil de agente “a”, exceto os CCEARs por quantidade

87.2. Para CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Projetos Estruturantes, até o mês da entrada em operação comercial da última unidade geradora, definido no Contrato de Concessão, a Quantidade Modulada Preliminar é definida de forma *flat*, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_MOD\_PRE_{e,j} = \frac{QM_{e,m}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$QM\_MOD\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

### **Ajuste da modulação em função do limite de potência associada ao CCEAR**

88. Para ambas as modalidades de CCEAR, a quantidade modulada deve respeitar o limite de potência associada ao contrato.

89. A Potência Associada aos Contratos Regulados serve de referência para a modulação desses e são definidos por cláusulas contratuais específicas no CCEARs de cada leilão.

89.1. Para os contratos do 10º e do 11º Leilões de Energia Nova, do 2º Leilão de Fontes Alternativas e do 3º Leilão de Empreendimentos Estruturantes, a Potência Associada ao Contrato é a Potência de Referência de Base da Usina, proporcional ao percentual de comprometimento da usina no Ambiente de Contratação Regulado, distribuída por cada contrato regulado de forma proporcional, conforme os seguintes comandos:

$$PASSOC\_CCEAR_{e,j} = POT\_REF\_BAS_{p,j} * F\_POT\_E_{p,e,j} * F\_AJU\_C_{p,j}$$

Onde:

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$POT\_REF\_BAS_{p,j}$  é a Potência de Referência de Base da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{POT\_E_{p,e,j}}$  é o Fator de comprometimento da potência da parcela de usina “p”, ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F_{AJU\_C_{p,j}}$  é o Fator de Ajuste do Comprometimento da parcela de usina “p”, com o ambiente regulado e energia de reserva no período de comercialização “j”

“p” é a usina comprometida com o contrato “e”

89.2. Para as usinas hidráulicas que não possuam Potência Assegurada definida pelo MME, a Potência de Referência de Base corresponderá à potência das unidades geradoras em operação comercial, abatidas as taxas de referência de indisponibilidade forçada e programada, as perdas, interna e da rede básica, e aplicado o fator de redução determinado pela Aneel, conforme expressão a seguir:

$$POT\_REF\_BAS_{p,j} = \left( \left( \sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j} \right) * ID\_REF_{p,m} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} \right) * F\_POT\_REF_j$$

Onde:

$POT\_REF\_BAS_{p,j}$  é a Potência de Referência de Base da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de qualquer ponto de medição “i” das Unidades Geradoras por período de comercialização “j”

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p” no Mês de Apuração “m”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização

$F\_POT\_REF_j$  é o Fator de Potência de Referência no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

89.3. Para as usinas que possuem Potência Assegurada definida pelo MME, a Potência de Referência de Base é determinada por período de comercialização e equivale à Potência Assegurada ajustada pelas perdas da Rede Básica, conforme expressão:

$$POT\_REF\_BAS_{p,j} = PASS_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j}$$

Onde:

$POT\_REF\_BAS_{p,j}$  é a Potência de Referência de Base da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PASS_{p,m}$  é a Potência Assegurada da parcela de usina “p”, para o mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

- 89.4. Para as demais usinas, uma vez que estão comprometidas com CCEAR por disponibilidade, cuja modulação tem impacto apenas nos casos de atraso, descasamento e suspensão, a Potência de Referência de Base é igual a zero, refletindo a capacidade de atendimento da usina, conforme expressão a seguir:

$$POT\_REF\_BAS_{p,j} = 0$$

Onde:

POT\_REF\_BAS<sub>p,j</sub> é a Potência de Referência de Base da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

90. O Fator de Comprometimento da Potência da Usina com os contratos corresponde a proporção, em relação ao MW médio vendido no ano, de cada um destes em relação a Garantia Física da usina, conforme as seguintes expressões:

*Se o contrato “e” for do tipo CCEAR quantidade então:*

$$F\_POT\_E_{p,e,j} = \frac{QA_{e,f}}{GF_p * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m}$$

*Caso contrário, se o contrato “e” for do tipo CCEAR disponibilidade, então:*

$$F\_POT\_E_{p,e,j} = \frac{MMC_{e,m}}{GF_p}$$

$$\forall e \notin CREEQ$$

Onde:

F\_POT\_E<sub>p,e,j</sub> é o Fator de Comprometimento da Potência da parcela de usina “p”, ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

QA<sub>e,f</sub> é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

GF<sub>p</sub> é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”

MMC<sub>e,m</sub> é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

“CREEQ” é o conjunto de contratos do tipo CCEAR por quantidade de Leilões de Energia Existente

“p” é a usina comprometida com o contrato “e”

91. O Fator de Ajuste do Comprometimento da Usina com Contratos do Ambiente Regulado e Contratação de Energia de Reserva limita o comprometimento da usina em cem por cento, em caso de eventuais reduções de Garantia Física determinadas pelo MME repercutiram em uma Garantia Física menor do que a soma de todos os contratos vendidos em leilões, calculado conforme as seguintes expressões:

*Se o contrato “e” for do tipo CCEAR quantidade então:*

$$F\_AJU\_C_{p,j} = \min \left( 1; \frac{GF_p * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m}{\sum_{\substack{e \in PCCEAR \\ e \notin CREEQ}} QA_{e,f} + \sum_{l \in p} \sum_{TLP \in p} QEC\_CER_{p,t,l,f}^{CER}} \right)$$

$$f = f^{CER}$$

Caso contrário, se o contrato “e” for do tipo CCEAR disponibilidade, então:

$$F_{AJU\_C_{p,j}} = \min \left( 1; \frac{GF_p}{\sum_{e \in PCCEAR} MMC_{e,m} + \sum_{l \in p} \sum_{TLP \in p} QEC\_CER\_MED_{p,t,l,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$F_{AJU\_C_{p,j}}$  é o Fator de Ajuste do Comprometimento da parcela de usina “p”, com o ambiente regulado e energia de reserva no período de comercialização “j”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f”

$QEC\_CER\_MED_{p,t,l,j}$  é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“PCCEAR” é o conjunto de contratos de venda “e” do ambiente de contratação regulado da parcela de usina “p”

“CREEQ” é o conjunto de contratos do tipo CCEAR por quantidade de Leilões de Energia Existente

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“p” é a usina comprometida com o contrato “e”

91.1. Para os demais contratos regulados, a Potência Associada ao Contrato é a própria potência máxima definida contratualmente, conforme expressão:

$$PASSOC\_CCEAR_{e,j} = PMAX_{e,m} * SPD_m$$

Onde:

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$PMAX_{e,m}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

92. A quantidade modulada preliminar não pode ser superior à Potência Associada ao Contrato. Dessa forma, a quantidade modulada preliminar é ajustada conforme a expressão a seguir:

$$QM\_MOD\_LIM_{e,j} = \min(PASSOC\_CCEAR_{e,j}; QM\_MOD\_PRE_{e,j})$$

Onde:

$QM\_MOD\_LIM_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Limitada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$QM\_MOD\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

93. Determinadas as quantidades moduladas limitadas, a quantidade de energia do CCEAR que excedeu o limite da potência associada ao contrato é determinada pela diferença positiva entre a quantidade sazonalizada do contrato e o somatório das quantidades moduladas limitadas, conforme expressão a seguir:

$$QEXCED_{e,m} = \max \left( 0; \left( QM_{e,m} - \sum_{j \in m} QM\_MOD\_LIM_{e,j} \right) \right)$$

Onde:

$QEXCED_{e,m}$  é a Quantidade de Energia que Excedeu a Potência Associada do CCEAR “e” no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QM\_MOD\_LIM_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Limitada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

94. A folga verificada entre a energia modulada limitada e a potência associada ao contrato, utilizada na redistribuição da quantidade remanescente de CCEAR, é determinada conforme expressão a seguir:

$$RAF\_CCEAR_{e,j} = (PASSOC\_CCEAR_{e,j}) - QM\_MOD\_LIM_{e,j}$$

Onde:

$RAF\_CCEAR_{e,j}$  é a Folga de Referência para Alocação do CCEAR “e” no período de comercialização “j”

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$QM\_MOD\_LIM_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Limitada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

95. Para períodos de comercialização em que há disponibilidade para ajuste, a quantidade de energia que excedeu o limite da potência é somada à quantidade modulada limitada. Como explicitado anteriormente, no caso em que a Potência Associada aos Contratos no mês seja menor que a quantidade contratada, a modulação do contrato é *flat*. Dessa forma, a Quantidade Modulada Não Ajustada é determinada pela expressão a seguir:

Se:

$$\left( \sum_{j \in m} PASSOC\_CCEAR_{e,j} \right) < QM_{e,m}$$

Então:

$$CQ\_0_{e,j} = \frac{QM_{e,m}}{M\_SPD_m}$$

Caso contrário:

$$CQ\_0_{e,j} = QM\_MOD\_LIM_{e,j} + \left( QEXCED_{e,m} * \left( \frac{RAF\_CCEAR_{e,j}}{\sum_{j \in m} RAF\_CCEAR_{e,j}} \right) \right)$$

Onde:

$CQ\_0_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$QM\_MOD\_LIM_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Limitada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$QEXCED_{e,m}$  é a Quantidade de Energia que Excedeu a Potência Associada do CCEAR “e” no mês de apuração “m”

$RAF\_CCEAR_{e,j}$  é a Folga de Referência para Alocação do CCEAR “e” no período de comercialização “j”

### Importante:

Caso o início de suprimento do CCEAR não ocorra na primeira hora do primeiro dia do mês, a modulação distribuirá a energia apenas nas horas em que contrato está vigente.

Nos casos em que contrato prever início de suprimento vinculado a operação comercial da usina deverá ser considerada a data de entrada da primeira unidade geradora.

96. A quantidade modulada do CCEAR é determinada após o processo de arredondamento conforme descrito no ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada.

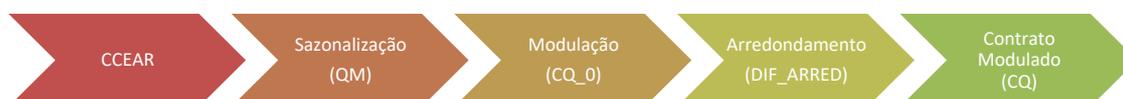


Figura 48: Fluxograma do processo do CCEAR

### 9.3.2. Dados de Entrada da Modulação de CCEARs

<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Anexo IV – Ajuste Final da Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Modulação pela Carga</b>		
<b>F_MODVC<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Potência de Referência</b>		
<b>F_POT_REF<sub>j</sub></b>	Descrição	Fator de Potência de Referência, definido conforme legislação vigente, para o período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Capacidade</b>		
<b>FCmax<sub>p,f</sub></b>	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina “p” e ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Índice de Referência de Disponibilidade</b>		
<b>ID_REF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Indicador dos índices de disponibilidades de referência da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO II – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>	

	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante Médio Contratado</b>		
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado "e" no mês de apuração "m"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Potência Assegurada</b>		
<b>PASS<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Potência Assegurada definida para cada parcela de usina "p", para o mês de apuração "m"
	Unidade	MW
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Potência Máxima Mensal do Contrato</b>		
<b>PMAX<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Potência Máxima Mensal do Contrato "e" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual do Contrato</b>		
<b>QA<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato "e" no ano de apuração "f"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER</b>		
<b>QEC_CER_MED<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER, com base na quantidade anual declarada nos

	contratos, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
Unidade	MW médio
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Energia Comprometida com CER

<b>QEC_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Sazonalizada do Contrato

<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs) / (Anexo II – Sazonalização conforme perfil do SIMPLES)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Duração de um período de comercialização

<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1

#### Consumo Total do Agente

<b>TRC<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração associada a Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 9.3.3. Dados de Saída da Modulação de CCEARs

<b>Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato</b>		
<b>CQ_0<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste do Comprometimento da Parcela de Usina com o Ambiente Regulado e Energia de Reserva</b>		
<b>F_AJU_C<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste do Comprometimento da parcela de usina “p”, com o ambiente regulado e energia de reserva no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Entre 1 e 0
<b>Fator de Comprometimento da Potência da Usina</b>		
<b>F_POT_E<sub>p,e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Comprometimento da Potência da parcela de usina “p”, ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## **10. Detalhamento da Etapa de Determinação da Modulação Ajustada Final dos Contratos**

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### **10.1. Determinação da Modulação Final dos contratos**

#### **Objetivo:**

Ajustar os montantes modulados de contrato em função de arredondamento, em função da efetivação dos contratos de cessão e em função da efetivação dos contratos por insuficiência de aporte de Garantia Financeira.

#### **Contexto:**

Para os contratos do ACR o ajuste é em função de arredondamento decorrentes da modulação dos contratos e em função da efetivação dos contratos por insuficiência de aporte de Garantia Financeira. Já para os contratos do ACL além dos ajustes por arredondamento e da efetivação por insuficiência de aporte de Garantia Financeira, os contratos são ajustados também em função da efetivação dos contratos de cessão. A ~~Figura 49~~Figura 49 a seguir relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

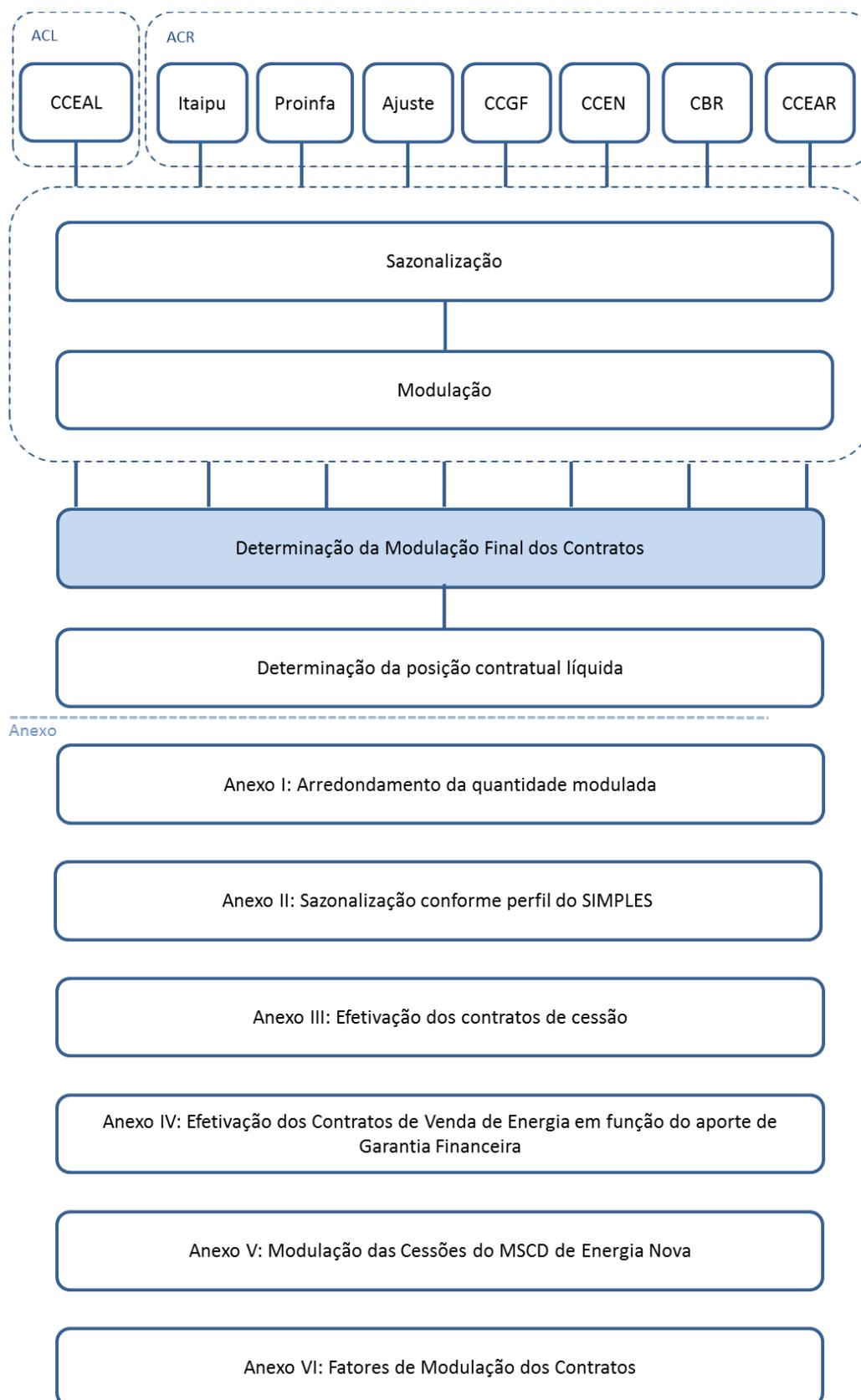


Figura 49: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 10.1.1. Detalhes do processo de Ajuste Final dos montantes modulados de contrato

O processo de ajuste final da quantidade modulada de contrato é composto pelos seguintes comandos e expressões:

97. A quantidade modulada ajustada final do contrato considera a quantidade modulada preliminar do contrato com arredondamento em função da modulação, mais a efetivação dos contratos de cessão e a efetivação dos contratos em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme a seguinte expressão:

$$CQ_{e,j} = \max(0; CQ\_PRE_{e,j} - CQ\_EFE\_CE_{e,j} - CQ\_EFE\_GFIN_{e,j})$$

Onde:

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “ec” no período de comercialização “j”

$CQ\_EFE\_CE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato de Cessão “e” no período de comercialização “j”

$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “j”

#### Importante:

A Quantidade modulada da Cessão de CCEAR de Energia Nova é determinada no Processo de Modulação das Cessões de CCEAR de Energia Nova, uma vez que utiliza as informações de modulação dos CCEARs originais.

### 10.1.2. Dados de Entrada do Processo de Ajuste Final da Modulação dos Contratos

Quantidade Modulada Preliminar do Contrato		
$CQ\_PRE_{e,j}$	Descrição	Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato de Cessão		
$CQ\_EFE\_CE_{e,j}$		

Descrição	Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato de Cessão “e”, por período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Contratos (ANEXO III – Efetivação dos contratos de cessão)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Modulada Efetiva do Contrato</b>	
Descrição	Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Garantia Financeira (Efetivação Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

CQ\_EFE\_GFIN<sub>e,j</sub>

### 10.1.3. Dados de Saída do Processo de Ajuste Final da Modulação dos Contratos

<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>	
Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

CQ<sub>e,j</sub>

## 11. Detalhamento da Etapa de Determinação da Posição Contratual Líquida

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 11.1. Determinação da posição contratual líquida

#### Objetivo:

Determinar a posição contratual líquida para cada agente.

#### Contexto:

Última etapa do módulo “Contratos”, na qual se determina a posição contratual líquida para cada agente da CCEE, que equivale ao saldo de todos os contratos registrados para o agente, em cada submercado, por período de comercialização.

A [Figura 50](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

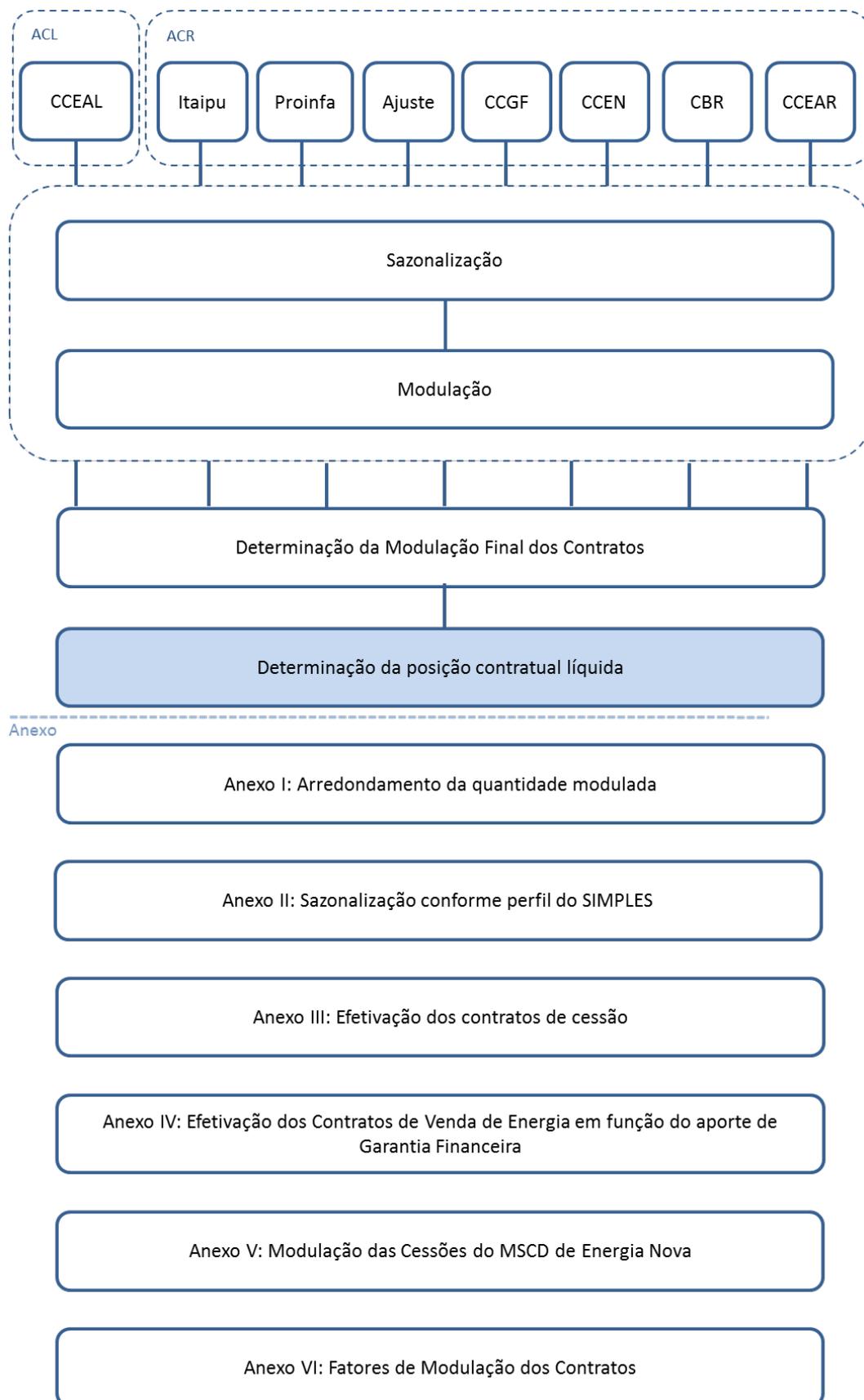


Figura 50: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 11.1.1. Detalhamento do processo de determinação da posição contratual líquida

O processo de determinação da posição líquida de contratos é composto pelos seguintes comandos e expressões:

98. A posição líquida de contratos equivale à diferença entre o total de contratos de venda e o total de compra, em cada submercado e período de comercialização, e é dada pela expressão:

$$PCL_{a,s,j} = TCV_{a,s,j} - TCC_{a,s,j}$$

Onde:

$PCL_{a,s,j}$  é a Posição Contratual Líquida por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$TCV_{a,s,j}$  é a Total de Contratos de Venda por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$TCC_{a,s,j}$  é a Total de Contratos de Compra por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

#### Importante:

Os valores positivos da posição contratual líquida indicam uma posição vendedora de energia elétrica em contratos, enquanto os negativos apontam para uma posição compradora.

- 98.1. O Total de Contratos de Venda registrado em cada submercado, e por período de comercialização, é dado pela expressão:

$$TCV_{a,s,j} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in S}} CQ_{e,j}$$

Onde:

$TCV_{a,s,j}$  é a Total de Contratos de Venda por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

- 98.2. O Total de Contratos de Compra registrado em cada submercado, e por período de comercialização, é dado pela expressão:

$$TCC_{a,s,j} = \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in S}} CQ_{e,j}$$

Onde:

$TCC_{a,s,j}$  é a Total de Contratos de Compra por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

### 11.1.2. Dados de Entrada da Determinação da Posição Contratual Líquida

		<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>	
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”	
	Unidade	MWh	
	Fornecedor	Contratos (Anexo IV – Ajuste Final da Modulação dos Contratos)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

### 11.1.3. Dados de Saída da Determinação da Posição Contratual Líquida

		<b>Posição Contratual Líquida no período de comercialização</b>	
<b>PCL<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à resultante da diferença entre os contratos de venda e compra em que o perfil de agente “a” é contraparte. A Posição Contratual Líquida é calculada por submercado “s” e por Período de Comercialização “j”. Valores positivos indicam uma posição vendedora enquanto valores negativos correspondem a uma posição compradora de energia elétrica.	
	Unidade	MWh	
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero	

## 12. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 12.1. ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada

#### Objetivo:

Determinar a quantidade modulada final do contrato.

#### Contexto:

O somatório dos valores por período de comercialização deve ser igual à quantidade mensal do contrato. Para garantir tal igualdade, faz-se necessário o arredondamento da quantidade modulada

não ajustada para, assim, determinar a quantidade modulada do contrato. A [Figura 51](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

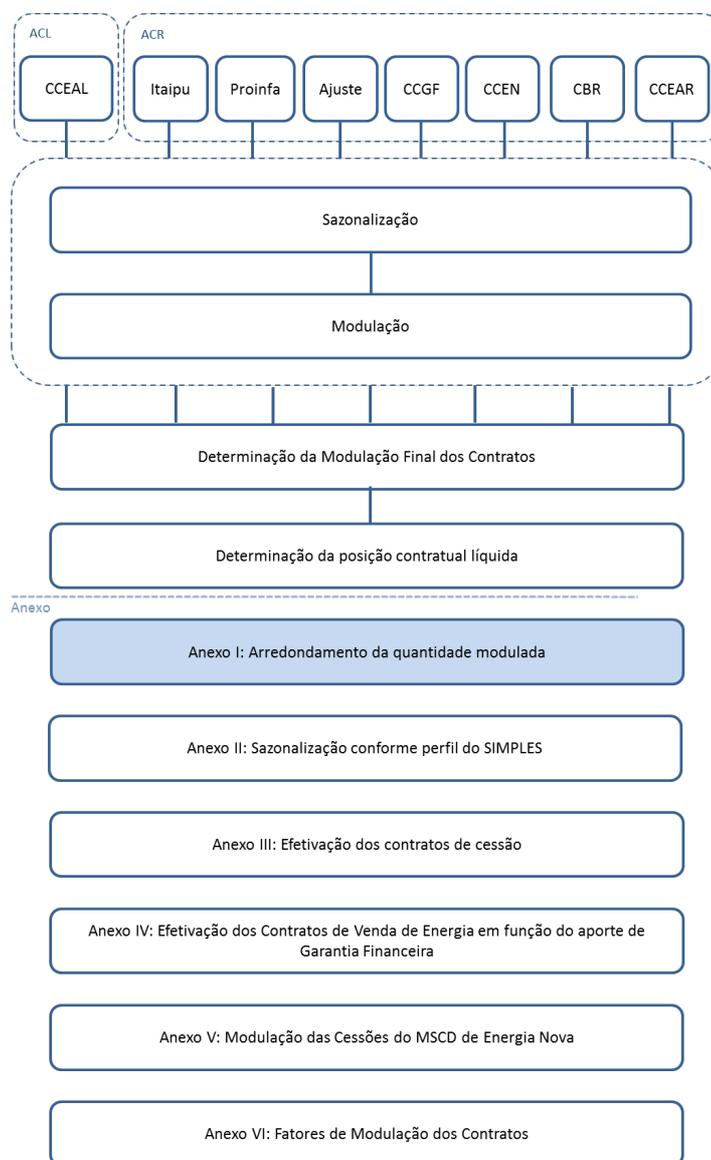


Figura 51: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 12.1.1. Detalhamento do processo de arredondamento da quantidade modulada

O processo de arredondamento da quantidade modulada é composto pelos seguintes comandos e expressões:

99. O valor a ser compensado é determinado pela diferença entre a quantidade sazonalizada e a quantidade mensal não ajustada, conforme expressão a seguir:

*Para os contratos CCEALs e para os CBRs, exceto os com modulação declarada e os CBRs referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015:*

$$DIF\_ARRED_{e,m} = \sum_{j \in m} (MV_{e,v} * SPD_m) - \sum_{j \in m} CQ\_0_{e,j}$$

Para os demais contratos, com exceção dos contratos de Itaipu:

$$DIF\_ARRED_{e,m} = QM_{e,m} - \sum_{j \in m} CQ\_0_{e,j}$$

Onde:

$DIF\_ARRED_{e,m}$  é a Diferença Apurada de Arredondamento em função da modulação do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQ\_0_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$MV_{e,v}$  é o Montante do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

### Importante:

Os contratos de Itaipu e os CBR's referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 não passam pelo processo de arredondamento. Para os contratos de Itaipu não é feito arredondamento pois são formados a partir da energia vinculada da usina; para os CBR's referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015, a modulação segue a carga, não existindo Montante Vinculado ao Contrato. Portanto, não há Diferença de Arredondamento.

100. A diferença apurada de arredondamento em função da modulação é compensada na primeira hora do contrato no mês de apuração:

Para a primeira hora do contrato “e” no mês de apuração:

$$CQ\_PRE_{e,j} = CQ\_0_{e,j} + DIF\_ARRED_{e,m}$$

Onde:

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$CQ\_0_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$DIF\_ARRED_{e,m}$  é a Diferença Apurada de Arredondamento em função da modulação do Contrato “e” no mês de apuração “m”

101. Para as demais horas do contrato no mês de apuração, a quantidade modulada do contrato equivale à quantidade não ajustada:

Para as demais horas do contrato:

$$CQ\_PRE_{e,j} = CQ\_0_{e,j}$$

Onde:

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$CQ\_0_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

### Representação Gráfica

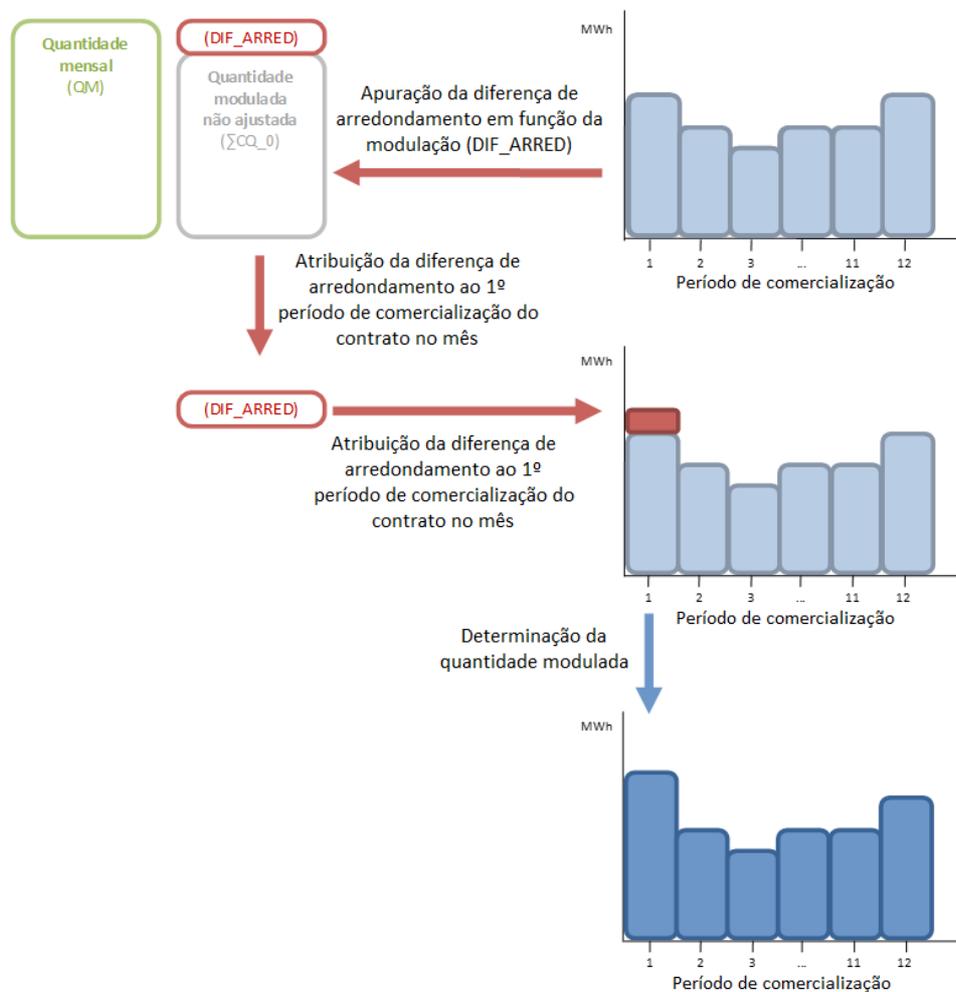


Figura 52: Representação gráfica do processo de arredondamento da quantidade modulada

#### 12.1.2. Dados de Entrada do arredondamento da quantidade modulada

Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato	
$CQ\_0_{e,j}$	Descrição
	Quantidade Modulada Não Ajustada do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade
	MWh
	Fornecedor
	Contratos

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante do contrato na vigência</b>		
<b>MV<sub>e,v</sub></b>	Descrição	Montante do contrato “e”, na vigência “v”, limitada ao mês de contabilização
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 12.1.3. Dados de Saída do arredondamento da quantidade modulada

<b>Quantidade Modulada Preliminar do Contrato</b>		
<b>CQ_PRE<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 12.2. ANEXO II – Sazonalização conforme perfil do SIMPLES

### Objetivo:

Determinar a sazonalização conforme perfil do SIMPLES para os CCEARs por quantidade e CCGFs.

### Contexto:

Nos Contratos de Cota de Garantia Física e nos CCEARs por quantidade, caso não seja acordado entre as partes, a sazonalização é feita conforme perfil do SIMPLES declarado pela distribuidora à EPE. A [Figura 53](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

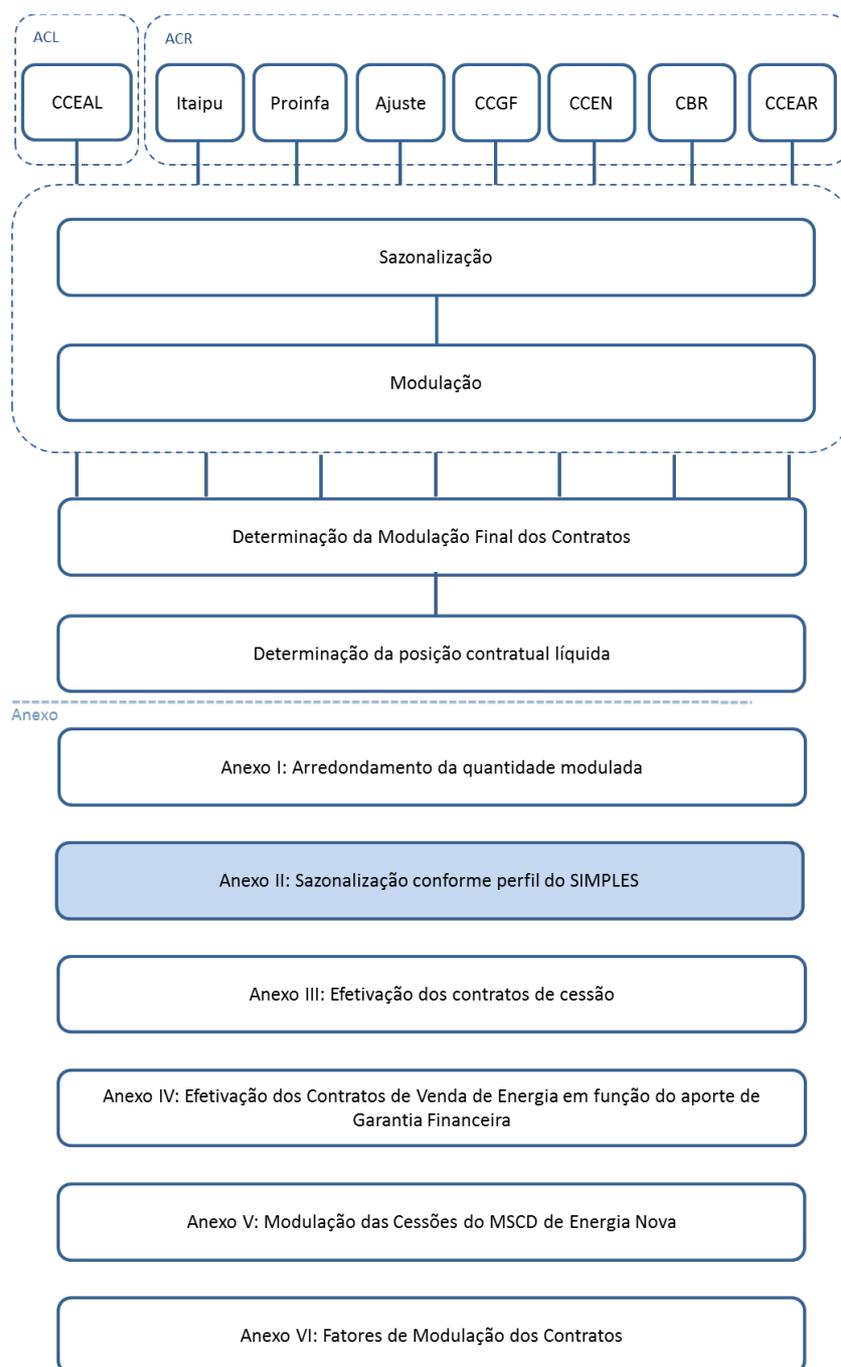


Figura 53: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 12.2.1. Detalhamento do processo de sazonalização conforme perfil do SIMPLES

O processo de sazonalização conforme perfil do SIMPLES é composto pelos seguintes comandos e expressões:

102. Para CCEARs por quantidade sem valores mensais definidos em conformidade com os PdCs específicos, e para Contratos de Cota de Garantia Física, a quantidade sazonalizada é determinada pela aplicação do fator de sazonalização na quantidade anual do contrato, conforme expressão a seguir:

$$QM_{0e,m} = QA_{e,f} * F\_SAZS_{a,e,m}$$

Onde:

$QM_{0e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada Não Ajustada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$F\_SAZS_{a,e,m}$  é o Fator de Sazonalização dos Contratos do perfil de agente “a”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”, conforme o SIMPLES

“a” refere-se ao perfil de agente comprador do contrato “e”

102.1. O fator de sazonalização do contrato corresponde ao perfil de carga declarado ao SIMPLES, sendo calculado conforme expressão a seguir:

$$F\_SAZS_{a,e,m} = \frac{QDS_{a,m} * F\_RED_{e,m}}{\sum_{m \in f} (QDS_{a,m} * F\_RED_{e,m})}$$

Onde:

$F\_SAZS_{a,e,m}$  é o Fator de Sazonalização dos Contratos do perfil de agente “a”, do contrato “e”, no mês de apuração “m” conforme o SIMPLES

$QDS_{a,m}$  é a Quantidade Declarada ao SIMPLES pelo perfil de agente “a” para o mês de apuração “m”

$F\_RED_{e,m}$  é o Fator de redução proporcional a vigência do contrato “e”, no mês de apuração “m”

### **Importante:**

Para os contratos que apresentam início de vigência diferente de zero hora do mês de janeiro ou que apresentem término de vigência contratual durante um determinado ano civil, mas diferente das 23 horas e 59 minutos do dia 31 de dezembro (início e final exatos para um ano civil), a apuração da quantidade de horas anual do contrato deve ser realizada de forma ponderada, de maneira a considerar apenas as horas em que o contrato está vigente no ano.

## **Representação Gráfica**

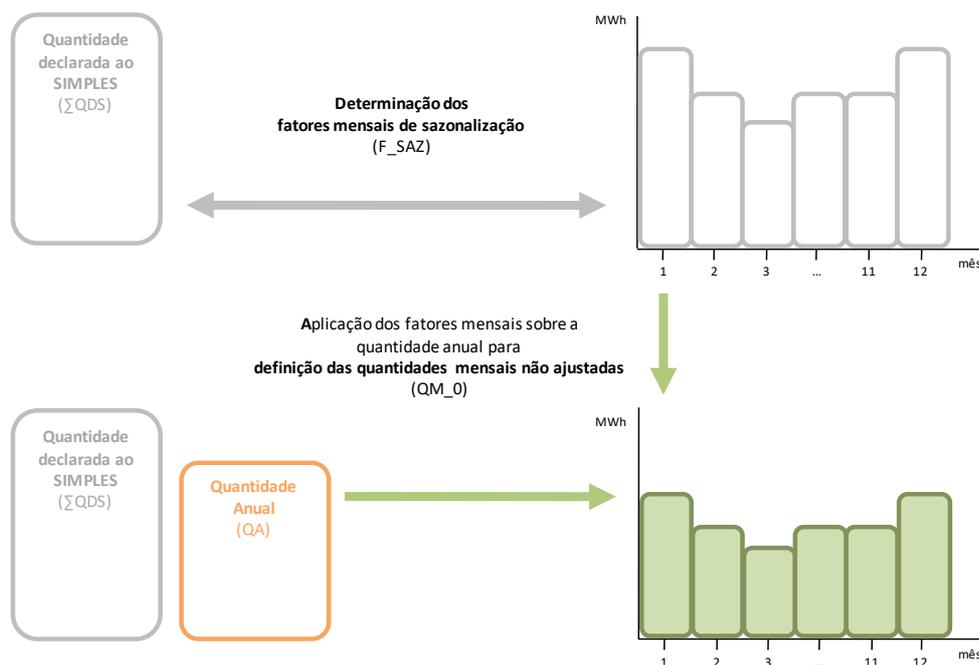


Figura 54: Representação gráfica da sazonalização conforme SIMPLES

102.1.1. Para os contratos que apresentam início ou fim de vigência no decorrer de um determinado mês, a quantidade de horas do contrato deve ser apurada de forma proporcional, de maneira a considerar apenas as horas em que o contrato está vigente no mês, conforme a seguinte expressão:

$$F\_RED_{e,m} = \frac{V\_HORAS_v}{M\_HORAS_m}$$

Onde:

$F\_RED_{e,m}$  é o Fator de redução proporcional a vigência do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato limitada ao mês de contabilização

“v” é a vigência atrelado ao contrato “e”, limitada ao mês de contabilização “m”

103. A quantidade sazonalizada não ajustada não pode ser inferior ao limite mínimo de sazonalização ou superior ao limite máximo. Dessa forma, a quantidade sazonalizada é ajustada conforme expressão a seguir:

$$QM\_1_{e,m} = \min \left( LS\_MAX_{e,m}; \max(LS\_MIN_{e,m}; QM\_0_{e,m}) \right)$$

Onde:

$QM\_1_{e,m}$  é a Quantidade Mensal Ajustada em Máximo e Mínimo do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$LS\_MAX_{e,m}$  é o Limite Máximo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$LS\_MIN_{e,m}$  é o Limite Mínimo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QM\_0_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada Não Ajustada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

- 103.1. O limite mínimo de sazonalização do contrato é determinado, em MWh, aplicando-se o percentual de limite mínimo de sazonalização à proporção mensal da quantidade anual, por meio da expressão a seguir:

$$LS\_MIN_{e,m} = \sum_{j \in m} \left( \frac{QA_{e,f}}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m} * SZ\_MIN_{e,m} * SPD_m \right)$$

Onde:

$LS\_MIN_{e,m}$  é o Limite Mínimo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

$SZ\_MIN_{e,m}$  é o Percentual de Limite Mínimo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

### **Importante:**

Para os contratos que apresentam início de vigência diferente de zero hora do mês de janeiro ou que apresentem término de vigência contratual durante um determinado ano civil, mas diferente das 23 horas e 59 minutos do dia 31 de dezembro (início e final exatos para um ano civil), a apuração da quantidade de horas anual do contrato deve ser realizada de forma ponderada, de maneira a considerar apenas as horas em que o contrato está vigente no ano.

- 103.2. O limite máximo de sazonalização do contrato é determinado, em MWh, aplicando-se o percentual de limite máximo de sazonalização à proporção mensal da quantidade anual, por meio da expressão a seguir:

$$LS\_MAX_{e,m} = \sum_{j \in m} \left( \frac{QA_{e,f}}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m} * SZ\_MAX_{e,m} * SPD_m \right)$$

Onde:

$LS\_MAX_{e,m}$  é o Limite Máximo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

$SZ\_MAX_{e,m}$  é o Percentual de Limite Máximo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$SPD_m$  duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

### Importante:

Para os contratos que apresentam início de vigência diferente da zero hora do mês de janeiro ou que apresentem término de vigência contratual durante um determinado ano civil, mas diferente das 23 horas e 59 minutos do dia 31 de dezembro (início e final exatos para um ano civil), a apuração da quantidade de horas anual do contrato deve ser realizada de forma ponderada, de maneira a considerar apenas as horas em que o contrato está vigente no ano.

### Representação Gráfica

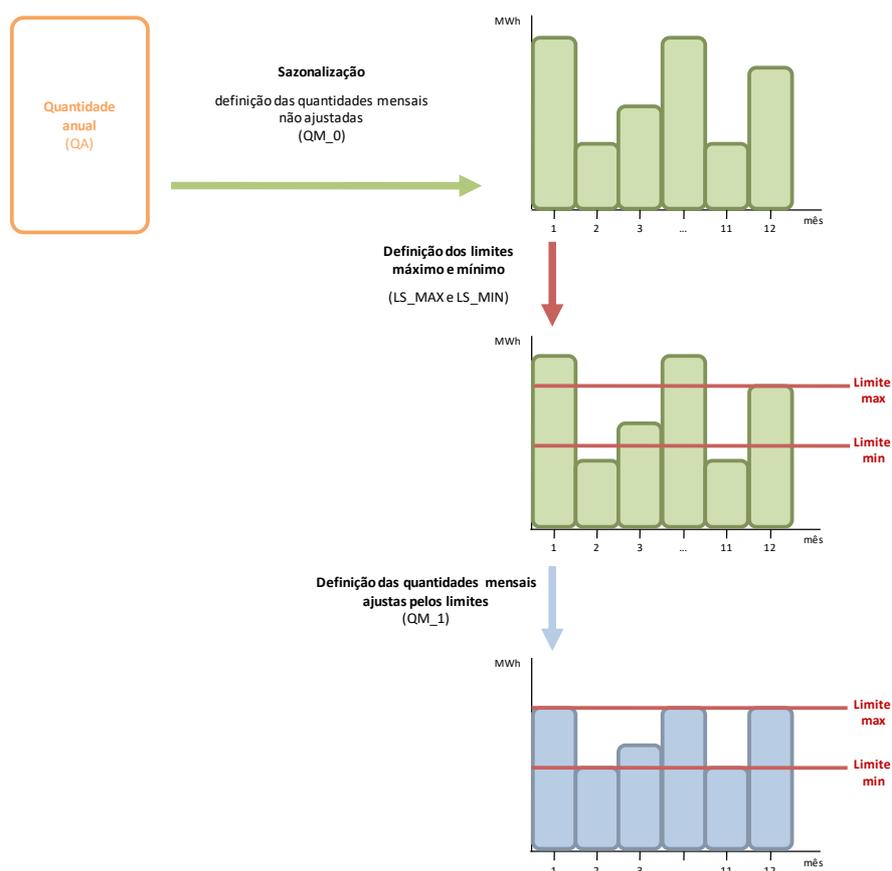


Figura 55: Representação gráfica da determinação da quantidade mensal, respeitados os limites máximo e mínimo

104. Determinadas as quantidades sazonalizadas ajustadas em máximo e mínimo, verifica-se a necessidade de ajuste das quantidades mensais. A quantidade a ser ajustada ao longo dos meses do ano de apuração equivale à diferença entre o somatório das quantidades sazonalizadas e a quantidade anual do contrato, conforme a seguinte expressão:

$$AJUSTE\_QA_{e,f} = \sum_{m \in f} QM\_1_{e,m} - QA_{e,f}$$

Onde:

$AJUSTE\_QA_{e,f}$  é a quantidade do Contrato “e” a ser ajustada no ano de apuração “f”

$QM\_1_{e,m}$  é a Quantidade Mensal Ajustada em Máximo e Mínimo do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

**Importante:**

Para os contratos que apresentam início de vigência diferente da zero hora do mês de janeiro ou que apresentem término de vigência contratual durante um determinado ano civil, mas diferente das 23 horas e 59 minutos do dia 31 de dezembro (início e final exatos para um ano civil), a apuração da quantidade de horas anual do contrato deve ser realizada de forma ponderada, de maneira a considerar apenas as horas em que o contrato está vigente no ano.

- 104.1. Constatada a existência de excedente de quantidade alocado para o ano de apuração, verifica-se em quais meses há possibilidade de ajuste. A quantidade passível de ajuste corresponde à diferença entre a quantidade inicialmente sazonalizada e o limite mínimo de sazonalização:

Se:

$$AJUSTE\_QA_{e,f} \geq 0$$

Então:

$$AJUSTE\_QM_{e,m} = QM\_1_{e,m} - LS\_MIN_{e,m}$$

Onde:

$AJUSTE\_QA_{e,f}$  é a Quantidade do Contrato “e” a ser ajustada no ano de apuração “f”

$AJUSTE\_QM_{e,m}$  é a Quantidade do Contrato “e” passível de ajuste no mês de apuração “m”

$QM\_1_{e,m}$  é a Quantidade Mensal Ajustada em Máximo e Mínimo do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$LS\_MIN_{e,m}$  é o Limite Mínimo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

**Representação Gráfica**

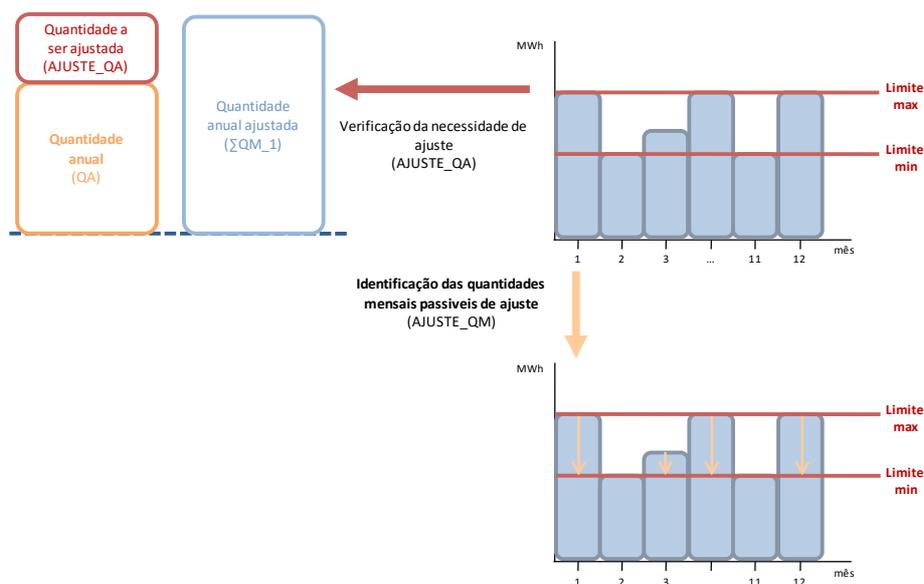


Figura 56: Representação gráfica da definição das quantidades mensais passíveis de ajuste

104.2. Entretanto, caso seja constatada a existência de déficit de quantidade alocado para o ano de apuração, verifica-se em quais meses há possibilidade de ajuste. Nesse caso, a quantidade passível de ajuste corresponde à diferença entre o limite máximo de sazonalização e a quantidade inicialmente sazonalizada.

Se:

$$AJUSTE\_QA_{e,f} < 0$$

Então:

$$AJUSTE\_QM_{e,m} = LS\_MAX_{e,m} - QM\_1_{e,m}$$

Onde:

$AJUSTE\_QA_{e,f}$  é a Quantidade do Contrato “e” a ser ajustada no ano de apuração “f”

$AJUSTE\_QM_{e,m}$  é a Quantidade do Contrato “e” passível de ajuste no mês de apuração “m”

$LS\_MAX_{e,m}$  é o Limite Máximo de Sazonalização do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QM\_1_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada Ajustada em Máximo e Mínimo do Contrato “e” no mês de apuração “m”

## Representação Gráfica

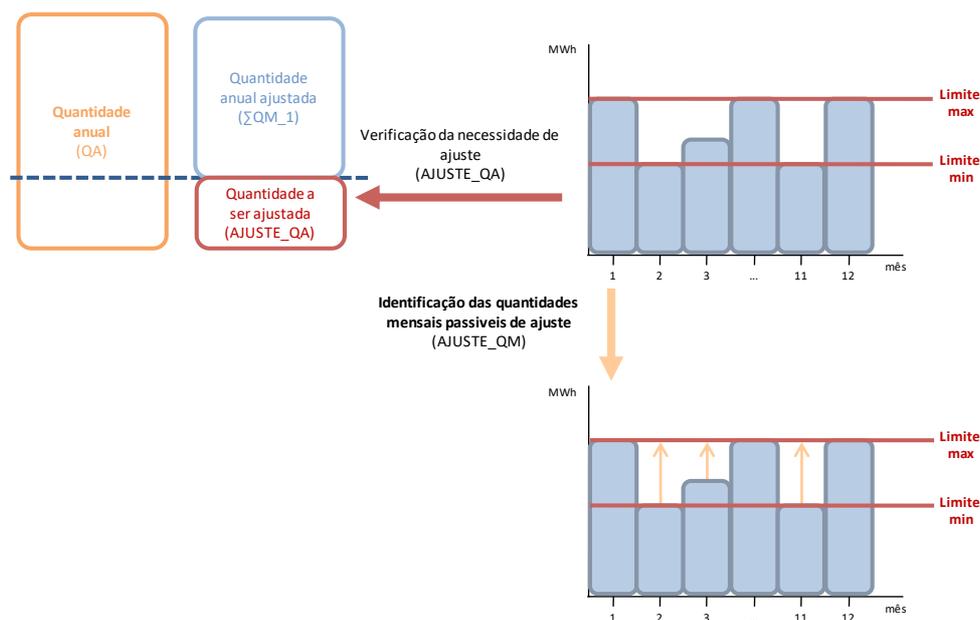


Figura 57: Representação gráfica da definição das quantidades mensais passíveis de ajuste

105. A quantidade sazonalizada do contrato é determinada ajustando-se a quantidade mensal, conforme expressão a seguir:

Se o mês “m” for o último mês de vigência do contrato no ano de referência, então:

$$QM_{e,m} = QM\_ARRED_{e,m} + DIF\_QM\_ARRED_{e,m}$$

Caso contrário:

$$QM_{e,m} = QM\_ARRED_{e,m}$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QM\_ARRED_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada antes do ajuste da Diferença de Arredondamento do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DIF\_QM\_ARRED_{e,m}$  é a Diferença Apurada de Arredondamento em função da Sazonalização do contrato “e”, no mês de apuração “m”

105.1. A quantidade sazonalizada antes do ajuste da diferença de arredondamento dos contratos é calculado conforme a seguinte expressão:

$$QM\_ARRED_{e,m} = QM\_1_{e,m} - \left( AJUSTE\_QA_{e,f} * \left( \frac{AJUSTE\_QM_{e,m}}{\sum_{m \in f} AJUSTE\_QM_{e,m}} \right) \right)$$

Onde:

$QM\_ARRED_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada antes do ajuste da diferença de arredondamento do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QM\_1_{e,m}$  é a Quantidade Mensal Ajustada em Máximo e Mínimo do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_QA_{e,f}$  é a Quantidade do Contrato “e” a ser ajustada no ano de apuração “f”

AJUSTE\_QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade do Contrato “e” passível de ajuste no mês de apuração “m”

### Importante:

Para os contratos que apresentam início de vigência diferente de zero hora do mês de janeiro ou que apresentem término de vigência contratual durante um determinado ano civil, mas diferente das 23 horas e 59 minutos do dia 31 de dezembro (início e final exatos para um ano civil), a apuração da quantidade de horas anual do contrato deve ser realizada de forma ponderada, de maneira a considerar apenas as horas em que o contrato está vigente no ano.

### Representação Gráfica

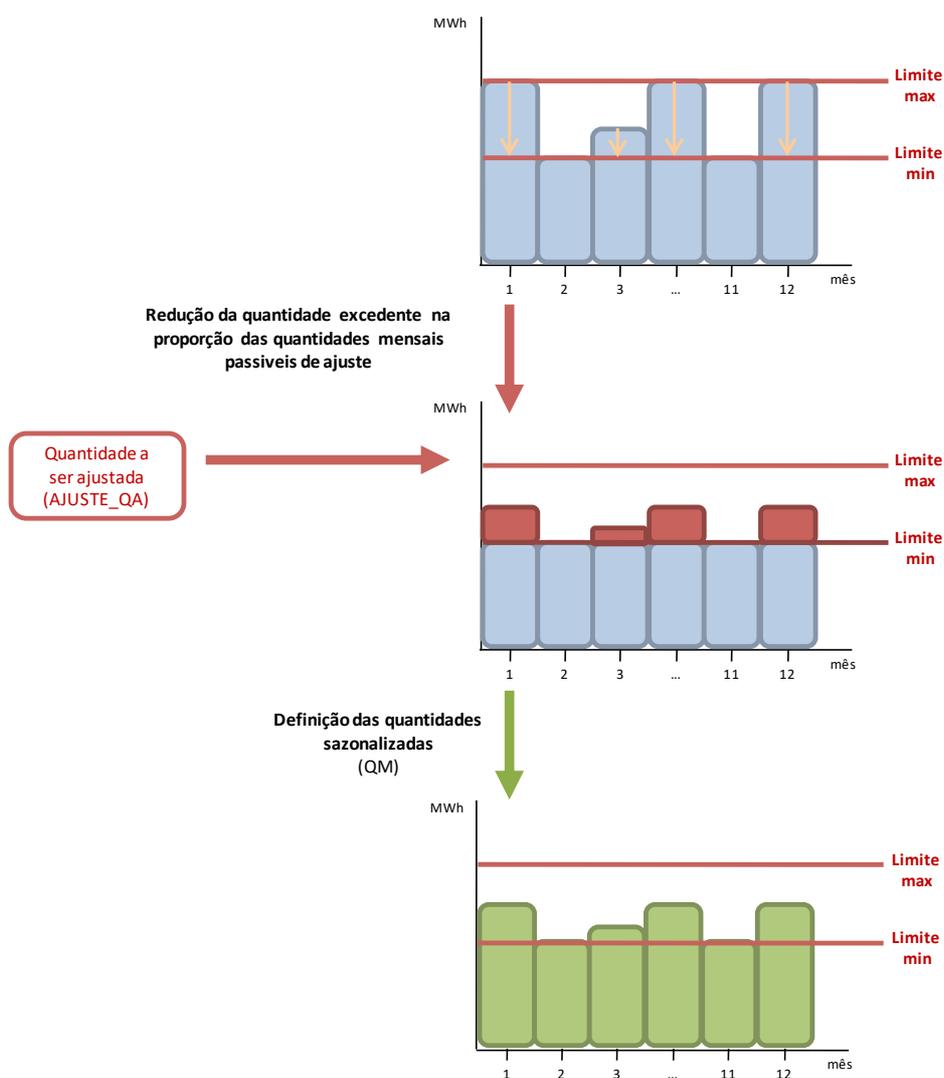


Figura 58: Representação gráfica da sazonalização com ajuste em função de excedente

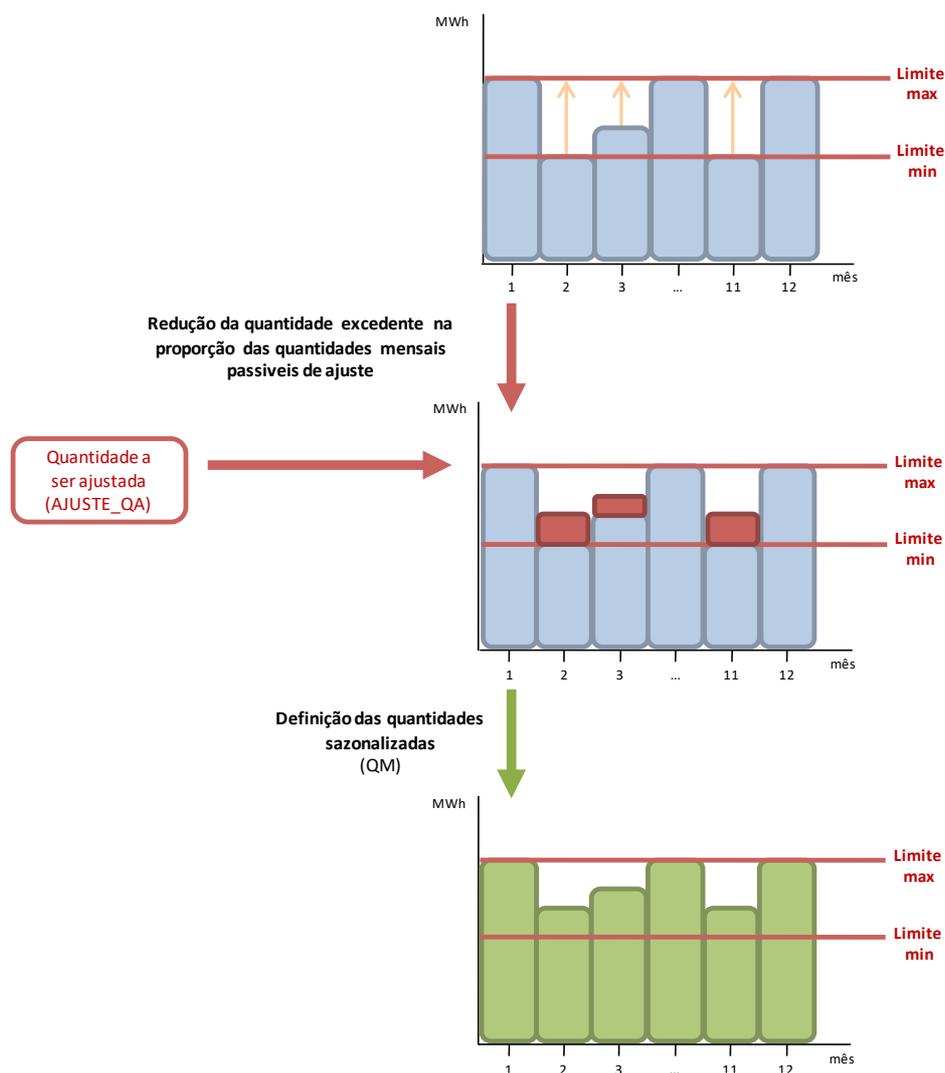


Figura 59: Representação gráfica da sazonalização com ajuste em função de déficit

105.2. A diferença apurada de arredondamento em função da sazonalização dos contratos é calculada conforme a seguinte expressão:

$$DIF\_QM\_ARRED_{e,m} = QA_{e,f} - \sum_{m \in f} QM\_ARRED_{e,m}$$

Onde:

$DIF\_QM\_ARRED_{e,m}$  é a Diferença Apurada de Arredondamento em função da Sazonalização do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$QM\_ARRED_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada antes do ajuste da Diferença de Arredondamento do contrato “e”, no mês de apuração “m”

**12.2.2. Dados de Entrada da Sazonalização de Contratos conforme o SIMPLES**

<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração "m"
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Anual do Contrato</b>		
<b>QA<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato "e" no ano de apuração "f"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização dos Contratos de Cota de Garantia Física) / (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Declarada ao SIMPLES</b>		
<b>QDS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Declarada ao SIMPLES pelo perfil de agente "a" para o mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Limite Mínimo de Sazonalização do Contrato</b>		
<b>SZ_MIN<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Limite Mínimo de Sazonalização do Contrato "e" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Limite Máximo de Sazonalização do Contrato</b>		
<b>SZ_MAX<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Limite Máximo de Sazonalização do Contrato "e" no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade de Horas da vigência</b>		
<b>V_HORAS<sub>v</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas da vigência “v”, limitada ao mês de contabilização, para cada contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 12.2.3. Dados de Saída da Sazonalização de Contratos conforme o SIMPLES

<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 12.3. ANEXO III – Efetivação dos Contratos de Cessão

#### Objetivo:

Garantir que a Cessão de Montantes de Energia Elétrica e de Potência estará limitada à quantidade e ao prazo final do Contrato Original de Compra e Venda de Energia Elétrica registrado e validado na CCEE.

#### Contexto:

A Portaria MME nº 185/2013 estabelece diretrizes para que os Consumidores Livres e Consumidores Especiais possam ceder, a preços livremente negociados, montantes de energia elétrica e de potência que sejam objeto de Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, registrado e validado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

A Cessão de Montantes de Energia Elétrica e de Potência não alterará os direitos e obrigações estabelecidos entre os Agentes Vendedores e os Compradores nos contratos originais de compra e venda de energia elétrica, e deverá ocorrer mediante negociações bilaterais, tendo como cedente Consumidor Livre ou Consumidor Especial e como cessionário Consumidor Livre, Consumidor Especial ou Agente Vendedor. A Figura 60 a seguir relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

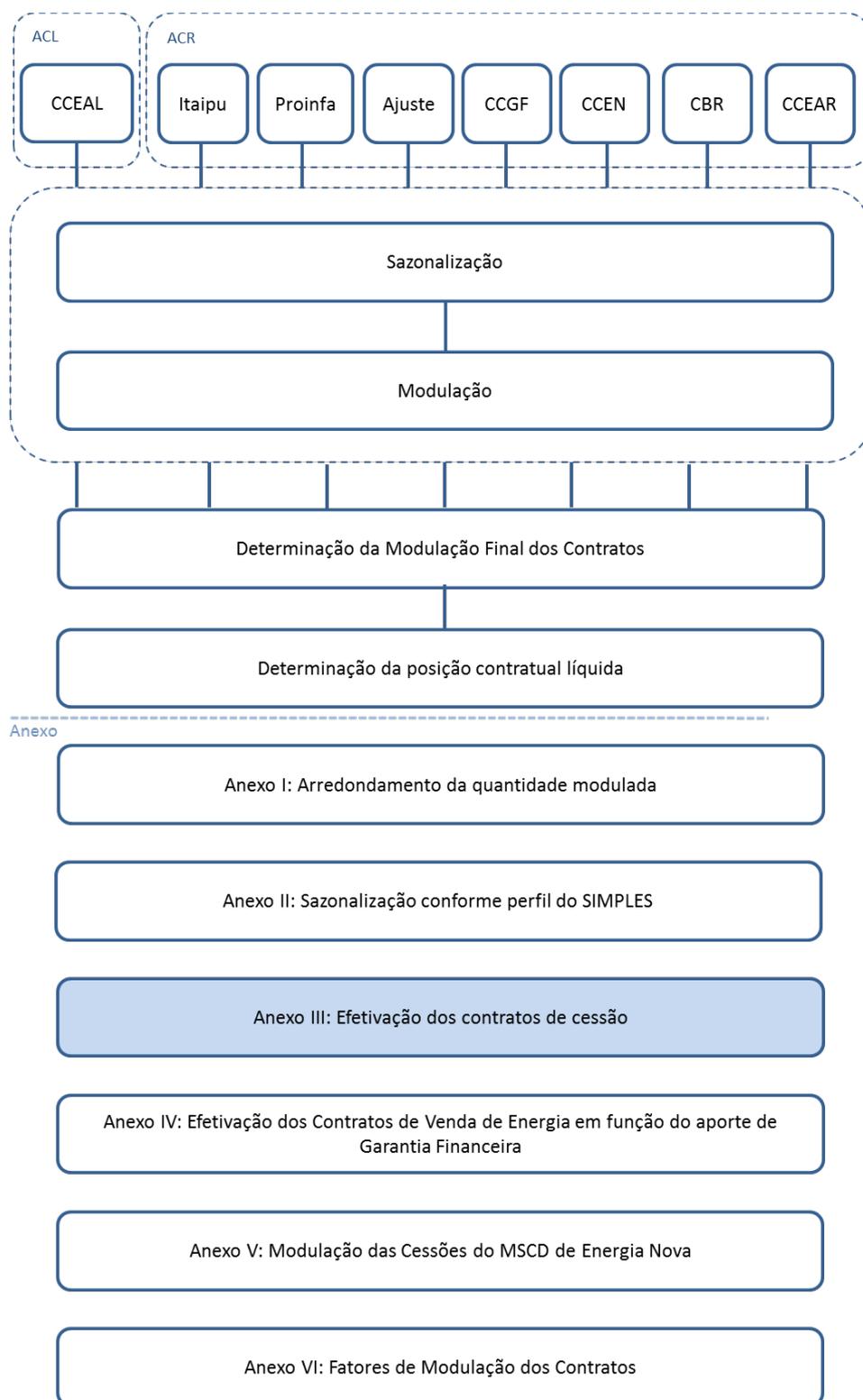


Figura 60: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 12.3.1. Detalhamento do Processo de Efetivação dos Contratos de Cessão

106. A cessão deverá ser formalizada por meio de Contrato Bilateral de Cessão a ser registrado e validado na CCEE. No entanto, para o registro do Contrato Bilateral de Cessão, os Contratos

Originais de Compra e Venda de Energia Elétrica deverão estar previamente registrados e validados na CCEE.

- 106.1. A Cessão de Montantes de Energia Elétrica e de Potência estará limitada à quantidade e ao prazo final do Contrato Original de Compra e Venda de Energia Elétrica registrado e validado, cabendo a verificação de tal limitação pela CCEE para a efetivação dos contratos do Contratos Bilaterais de Cessão.
- 106.2. No momento de registro da cessão, o cedente deverá informar o número do contrato original registrado na CCEE.
- 106.3. O tipo de energia cedida deverá ser o mesmo tipo do contrato original.
- 106.4. Caso o Contrato Bilateral de Cessão seja do tipo incentivado, esse será tratado como Requisito de Energia Incentivada para o consumidor Cedente na apuração do Desconto Aplicado à TUSD/TUST e, portanto, o desconto de repasse associado ao Contrato Bilateral de Cessão será o mesmo aplicado ao consumidor Cedente.
107. Com relação à limitação à quantidade e prazo do contrato original, no momento da pré-contabilização, quando se apuram os montantes de Garantias Financeiras a serem aportados, a CCEE efetivará os Contratos Bilaterais de Cessão registrados. Em outras palavras, caso o montante de uma cessão registrada seja superior ao montante do contrato original, ocorrerá um ajuste no montante cedido, para que esse se iguale ao montante do contrato original.
- 107.1. Caso haja mais de uma cessão baseada em um mesmo contrato original, a redução das cessões, por meio do mecanismo de Efetivação das Cessões na pré-contabilização, será realizada em sequência baseada na data da última validação contratual, sendo que os Contratos Bilaterais de Cessão mais recentes validados serão os primeiros a serem reduzidos, até que a soma dos montantes cedidos seja igual ao montante definido no Contrato Original de Compra e Venda de Energia Elétrica.
- 107.2. Os ajustes dos Contratos de Cessão apenas ocorrerão no primeiro nível da cadeia de comercialização, ou seja, a redução de um determinado Contratos de Cessão não impactará os Contratos de Cessão a que deu origem.

### 12.3.2. Efetivação do Contratos de Cessão

108. Inicialmente, a Quantidade Cedida Fora do Período de Vigência do Contrato Original deve ser anulada. Portanto, para a vigência do Contrato de Cessão que não está contemplada na vigência do Contrato Original, o valor do ajuste na quantidade da cessão, para que essa seja efetivada, será o próprio valor do Contrato de Cessão, conforme expressão:

*Para todo período de comercialização "j" que o Contrato Original "e\*" não está vigente:*

$$CQ\_FOVIG_{e,j} = CQ\_PRE_{e,j}$$

Onde:

$CQ\_FOVIG_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Cedida Fora do Período de Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão "e", no período de comercialização "j"

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“e” é o conjunto de contratos de cessão, originados pelo contrato original “e\*”

109. Logo, a Quantidade Modulada do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original será:

$$CQ\_CE\_LIM_{e,j} = CQ\_PRE_{e,j} - CQ\_FOVIG_{e,j}$$

Onde:

$CQ\_CE\_LIM_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_FOVIG_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Cedida Fora do Período de Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“e” é o conjunto de contratos de cessão, originados pelo contrato original “e\*”

110. A Quantidade Mensal do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original será obtida pela somatória das Quantidades Moduladas no mês:

$$QM\_CE\_LIM_{e,m} = \sum_{j \in m} (CQ\_PRE_{e,j} - CQ\_FOVIG_{e,j})$$

Onde:

$QM\_CE\_LIM_{e,m}$  é a Quantidade Mensal do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_FOVIG_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Cedida Fora do Período de Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“e” é o conjunto de contratos de cessão, originados pelo contrato original “e\*”

111. Verifica-se a quantidade mensal total cedida do contrato, através da soma das Quantidades Mensais dos Contratos de Cessão a que deu origem, conforme expressão:

$$QM\_CED_{e*,m} = \sum_{e \in EC\_EO} QM\_CE\_LIM_{e,m}$$

Onde:

$QM\_CED_{e*,m}$  é a Quantidade Mensal Cedida do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

$QM\_CE\_LIM_{e,m}$  é a Quantidade Mensal do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

“EC\_EO” é o conjunto de contratos de cessão “e”, originados pelo contrato original “e\*”

“e” é o conjunto de contratos de cessão, originados pelo contrato original “e\*”

112. A Quantidade Mensal Preliminar, para fins de efetivação de cessão, é determinada a partir da soma das quantidades moduladas preliminares, conforme a seguinte expressão:

$$QM\_PRE_{e^*,m} = \sum_{j \in m} CQ\_PRE_{e^*,j}$$

Onde:

QM\_PRE<sub>e\*,m</sub> é a Quantidade Mensal Preliminar do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

CQ\_PRE<sub>e\*,j</sub> é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato Original “e\*” no período de comercialização “j”

“e\*” é o contrato original, que deu origem aos contratos de cessão “e”

113. Para a limitação à quantidade e ao prazo final do Contrato Original, verifica-se se há Excedentes de Cessão do Contrato Original, ou seja, a soma das quantidades mensais dos Contratos de Cessão é maior que as quantidades mensais do Contrato Original, conforme expressão:

$$QM\_EXC_{e^*,m} = \max(0; QM\_CED_{e^*,m} - QM\_PRE_{e^*,m})$$

Onde:

QM\_EXC<sub>e\*,m</sub> é o Excedentes de Cessão do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

QM\_CED<sub>e\*,m</sub> é a Quantidade Mensal Cedida do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

QM\_PRE<sub>e\*,m</sub> é a Quantidade Mensal Preliminar do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

“e\*” é o contrato original, que deu origem aos contratos de cessão “e”

114. Para o início do processo de efetivação dos Contratos de Cessão, assume-se que apenas a quantidade Excedente de Cessão do Contrato Original é a Quantidade Remanescente Cedida Passível de Efetivação Contratual, conforme expressão:

$$QM\_EXC\_REM_{e^*,m} = QM\_EXC_{e^*,m}$$

Onde:

QM\_EXC\_REM<sub>e\*,m</sub> é Quantidade Remanescente Cedida Passível de Efetivação Contratual do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

QM\_EXC<sub>e\*,m</sub> é a Excedentes de Cessão do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

“e\*” é o contrato original, que deu origem aos contratos de cessão “e”

- 114.1. Conforme os critérios de priorização, a redução das cessões será realizada em sequência baseada na data da última validação contratual, sendo que os Contratos Bilaterais de Cessão mais recentes validados serão os primeiros a serem reduzidos, até que a soma dos montantes

mensais cedidos seja igual ao montante mensal definido no Contrato Original. Logo, de forma iterativa, temos que:

*Enquanto houver Contratos de Cessão associados ao Contrato Original:*

*Atualiza a Quantidade Remanescente Cedida Passível de Efetivação Contratual do Contrato Original, descontando a Quantidade Mensal do Contrato de Cessão prioritário, limitado a zero:*

$$QM\_EXC\_REM_{e^*,m}^{x+1} = \max(0 ; QM\_EXC\_REM_{e^*,m}^x - QM\_CE\_LIM_{e,m})$$

*Calcula o Fator de efetivação do Contrato de Cessão conforme expressão:*

$$F\_EFE\_CE_{e,m} = \frac{QM\_EXC\_REM_{e^*,m}^x - QM\_EXC\_REM_{e^*,m}^{x+1}}{QM\_CE\_LIM_{e,m}}$$

Onde:

QM\_EXC\_REM<sub>e\*,m</sub> é Quantidade Remanescente Cedida Passível de Efetivação Contratual do Contrato Original “e\*”, no mês de apuração “m”

QM\_CE\_LIM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Mensal do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

F\_EFE\_CE<sub>e,m</sub> é Fator de efetivação do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

“e\*” é o contrato original, que deu origem aos contratos de cessão “e”

“x” é o índice de iteração do acrônimo

114.2. Logo, o ajuste na Quantidade Modulada do Contrato de Cessão para que o contrato seja efetivado é determinado pela Quantidade Modulada Preliminar multiplicado pelo Fator de efetivação do Contrato de Cessão, acrescentado da Quantidade Modulada Cedida Fora do Período de Vigência do Contrato Original, conforme expressão:

$$CQ\_EFE\_CE_{e,j} = (CQ\_CE\_LIM_{e,j} * F\_EFE\_CE_{e,m}) + CQ\_FOVIG_{e,j}$$

Onde:

CQ\_EFE\_CE<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato de Cessão “e” no período de comercialização “j”

CQ\_CE\_LIM<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato de Cessão Limitada na Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

F\_EFE\_CE<sub>e,m</sub> é Fator de efetivação do Contrato de Cessão “e”, no mês de apuração “m”

CQ\_FOVIG<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada Cedida Fora do Período de Vigência do Contrato Original, do Contrato de Cessão “e”, no período de comercialização “j”

“e” é o conjunto de contratos de cessão, originados pelo contrato original “e\*”

**12.3.3. Dados de Entrada do Processo de Efetivação dos Contratos de Cessão**

<b>Quantidade Modulada Preliminar do Contrato</b>		
<b>CQ_PRE<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**12.3.4. Dados de Saída do Processo de Efetivação dos Contratos de Cessão**

<b>Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato de Cessão</b>		
<b>CQ_EFE_CE<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato de Cessão “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**12.4. ANEXO IV – Efetivação dos Contratos de Venda de Energia em função do aporte de Garantia Financeira****Objetivo:**

Efetuar a efetivação dos contratos de venda de energia elétrica no volume correspondente à exposição ao Mercado de Curto Prazo para os agentes cuja garantia financeira constituída for inferior à solicitada no mês de apuração.

**Contexto:**

Os agentes que possuem contratos de venda de energia e não constituam garantia financeira no montante informado pela CCEE estarão sujeitos à não efetivação do montante integral de energia dos seus contratos de venda de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa com a garantia financeira constituída, conforme condições estabelecidas [em regulamentação específica na Resolução Normativa ANEEL nº 622/2014](#). A Figura 61 a seguir relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

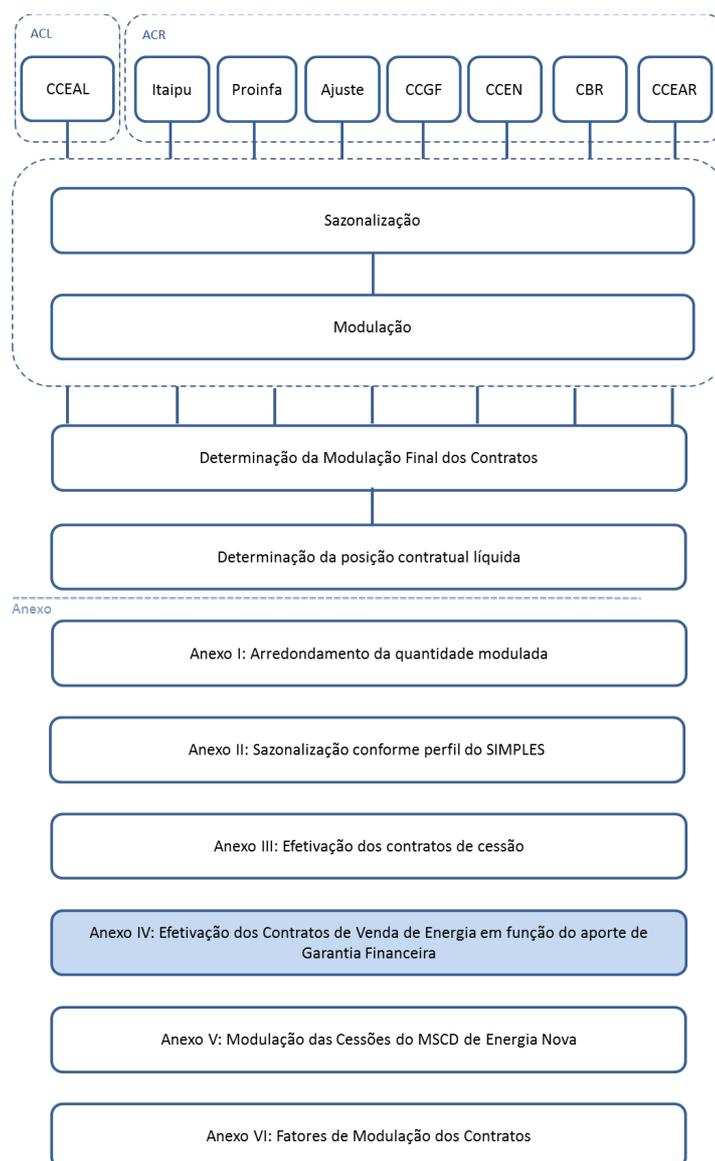


Figura 61: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

#### 12.4.1. Metodologia de Efetivação Contratual Decorrente de Insuficiente Constituição de Garantia Financeira

##### Montante financeiro passível de efetivação contratual

115. Os agentes que apresentarem insuficiência de aporte financeiro estarão sujeitos a não efetivação de seus contratos de venda no montante correspondente a sua exposição ao Mercado de Curto Prazo não suportada por tais garantias, conforme a seguinte expressão:

$$TGFIN\_NAP\_EFE_{\alpha,m} = \sum_{\alpha \in tc} (\max(0; TGFIN\_NEC_{\alpha,tc,m} - TGFIN\_AVULSA\_AP_{\alpha,tc,m} - AJU\_GFIN\_EFE_{\alpha,tc,m}))$$

Onde:

$TGFIN\_NAP\_EFE_{\alpha,m}$  é o Valor Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TGFIN\_NEC_{\alpha,tc,m}$  é o Total de Garantia Financeira Necessária a ser Aportada pelo Agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TGFIN\_AVULSA\_AP_{\alpha,tc,m}$  é o Valor da Garantia Financeira Avulsa Aportada pelo agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$AJU\_GFIN\_EFE_{\alpha,tc,m}$  é Valor do Ajuste de Garantia Financeira para Efetivação Contratual do agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ $tc$ ” é o tipo de conta corrente bancária utilizada operação do Agente para segregar resultados de exportação/importação dos demais resultados.

**Importante:**

Os agentes com perfil importador/exportador de energia em caráter excepcional e interruptível não estão sujeitos a não efetivação contratual. O tipo de conta “ $tc$ ” refere-se aos demais agentes.

- 115.1. O Total de Garantia Financeira Necessária a ser Aportada pelo Agente é o menor valor entre a o montante de garantia financeira avulsa solicitado pela CCEE para aporte do agente, descontado em caso de acréscimo de Limite Operacional no período de aporte, e o valor real a ser pago pelo agente na liquidação do Mercado de Curto Prazo, descontado do limite operacional constituído, conforme a seguinte expressão:

$$TGFIN\_NEC_{\alpha,tc,m} = \min \left( \max(0; EXP\_MCP_{\alpha,tc,m} - LOTF_{\alpha,m}); TGFIN\_AVULSA_{\alpha,tc,m} - (LOTF_{\alpha,m} - LOTP_{\alpha,m}) \right)$$

Onde:

$TGFIN\_NEC_{\alpha,tc,m}$  é o Total de Garantia Financeira Necessária a ser Aportada pelo Agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$EXP\_MCP_{\alpha,tc,m}$  é o Valor da Exposição Financeira ao Mercado de Curto Prazo referente ao agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$LOTF_{\alpha,m}$  é o Limite Operacional Total Final do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$LOTP_{\alpha,m}$  é o Limite Operacional Total Preliminar do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TGFIN\_AVULSA_{\alpha,tc,m}$  é o Valor da Garantia Financeira Avulsa a ser Aportada pelo agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ $tc$ ” é o tipo de conta corrente bancária utilizada operação do Agente para segregar resultados de exportação/importação dos demais resultados.

**Importante:**

A exposição ao Mercado de Curto Prazo, calculada após o término do período de aporte de garantias financeiras complementares, pode resultar em montantes diferentes daqueles inicialmente considerados para fins de aporte, em virtude da CCEE, durante o período de análise dos resultados, identificar a necessidade do reprocessamento da contabilização ou alteração dos ajustes financeiros provenientes de motivações diversas.

Desse modo, dado que o agente cumpriu a necessidade de aporte de garantias financeiras avulsas, mesmo que a exposição ao Mercado de Curto Prazo determinada no período de efetivação contratual seja maior que a referida necessidade de aporte, não haverá reduções contratuais desse agente.

- 115.2. O Limite Operacional Total Final do agente é o calculado pela soma dos limites de crédito contratados junto às instituições financeiras, constituídos até o período de efetivação do registro de contratos, conforme à seguinte expressão:

$$LOTF_{\alpha,m} = \sum_{if} LC_{\alpha,if,m}$$

Onde:

$LOTF_{\alpha,m}$  é o Limite Operacional Total Final do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$LC_{\alpha,if,m}$  é o Limite de Crédito Contratado junto a cada Instituição Financeira, do agente “ $\alpha$ ”, relativa a cada instituição financeira “ $if$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 115.3. O valor da exposição financeira no Mercado de Curto Prazo será determinado em função da soma dos resultados dos perfis de agente no mês de apuração, considerando ajustes por motivos diversos e o rateio da inadimplência dos agentes desligados sem sucessão. Conforme [regulamentação específica REN nº622/2014](#), as distribuidoras estão isentas de aporte de Garantia Financeira e, portanto, não se apura a exposição financeira no Mercado de Curto Prazo para fins de aporte de Garantia Financeira para estas:

**$EXP\_MCP_{\alpha,tc,m}$**

$$= -1 * \min \left( 0; \sum_{\substack{a \in ANEI\alpha \\ a \in ANDIST\alpha}} (RESULTADO_{a,m} + AJUSTES_{a,m} + AJU\_INAD\_DSS_{a,m}) \right)$$

Onde:

$EXP\_MCP_{\alpha,tc,m}$  é o Valor da Exposição Financeira ao Mercado de Curto Prazo referente ao agente “ $\alpha$ ”, por tipo de conta “ $tc$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$RESULTADO_{\alpha,m}$  é o Resultado Final do perfil de perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$AJUSTES_{\alpha,m}$  é o Valor do Ajuste para o perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$AJU\_INAD\_DSS_{\alpha,m}$  é o Ajuste de Inadimplência por Desligamento sem Sucessão do agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ANEI<sub>α</sub>” é o conjunto de perfis de agente “a”, exceto os perfis de agente que estejam exportando/importando energia em caráter excepcional e interruptível, associados ao Agente “α”

“ANDIST<sub>α</sub>” é o conjunto de perfis de agente “a”, exceto os perfis de agente de distribuição, associados ao Agente “α”

“tc” é o tipo de conta corrente bancária utilizada operação do Agente para segregar resultados de exportação/importação dos demais resultados.

### Contratos de venda de energia passíveis de ajuste pela CCEE

116. Para os agentes que possuam contratos de venda de energia e apresentaram um aporte insuficiente de garantia financeira, serão identificados os contratos de venda associados aos perfis dos agentes passíveis de efetivação contratual (redução nos volumes de energia) no âmbito da CCEE. Tais contratos de venda relacionados não poderão conter contratos de venda interna (entre perfis do próprio agente), uma vez que sua não efetivação é inócua para a redução da exposição ao MCP:

*Para os agentes “α” com  $TGFIN\_NAP\_EFE_{\alpha,m} > 0$ :*

$$\sum_{j \in m} CQ_{e,j} \neq 0$$

$$\forall e \notin "EINT"$$

Onde:

$TGFIN\_NAP\_EFE_{\alpha,m}$  é o Valor Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente “α”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“e” são todos os contratos de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “α”

“EINT” é conjunto de contratos registrados internamente, entre perfis de um mesmo agente

- 116.1. Dado que existem modalidades contratuais onde os efeitos financeiros decorrentes do descumprimento contratual recaem sobre o agente comprador do âmbito do Mercado de Curto Prazo, devemos segregar estes contratos a fim de que a redução contratual seja efetuada somente sobre a quantidade de energia cujas exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo sejam assumidas pelo vendedor.
- 116.2. Para que seja efetuado o ajuste nos montantes de energia contratada, primeiramente, devemos apurar o efeito financeiro no Mercado de Curto Prazo de cada contrato. Este efeito financeiro dependerá de qual parte no relacionamento contratual (comprador ou vendedor) assumirá o risco financeiro do Mercado de Curto Prazo.
- 116.2.1. Para contratos efetuados no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), Contratos Bilaterais Regulados (CBR), Contratos provenientes de Leilões de Ajuste e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado efetuados na modalidade Quantidade de

Energia (CCEAR por quantidade), o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato é definido pela quantidade contratual para cada período de comercialização, em MWh, multiplicada pelo PLD correspondente, conforme expressão:

$$MCP\_CQ_{\alpha,e,j} = CQ_{e,j} * PLD_{s,j}$$

$$\forall e \notin "EINT"$$

Onde:

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças determinado por submercado “s” e período de contabilização “j”

“e” são todos os Contratos no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), Contratos Bilaterais Regulados (CBR), Contratos de Leilão de Ajuste e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado da modalidade Quantidade (CCEAR por quantidade) de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“s” corresponde ao submercado de registro do contrato “e”

“EINT” é conjunto de contratos registrados internamente, entre perfis de um mesmo agente

116.2.2. Para contratos efetuados no Ambiente de Contratação Regulado efetuados na modalidade Disponibilidade de Energia (CCEAR por disponibilidade) provenientes de leilões realizados antes do ano de 2011, exceto de fontes a biomassa, ou para CCEARs por disponibilidade de fonte eólica, o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato é definido pela Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em MWh, multiplicada pelo PLD correspondente, conforme expressão:

$$MCP\_CQ_{\alpha,e,j} = CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} * PLD_{s,j}$$

$$\forall p, t, l \in e$$

Onde:

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças determinado por submercado “s” e período de contabilização “j”

“e” são todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado da modalidade Disponibilidade (CCEAR por disponibilidade) provenientes de leilões realizados antes de 2011, exceto fontes a biomassa, ou CCEAR por disponibilidade de fonte eólica, de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“p” é a parcela de usina comprometida com o contrato “e”

“s” corresponde ao submercado de registro do contrato “e”

116.2.3. Para contratos efetuados no Ambiente de Contratação Regulado efetuados na modalidade Disponibilidade de Energia (CCEAR por disponibilidade) provenientes de leilões realizados a partir do ano de 2011, exceto os CCEARs de fonte eólica, o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato é definido pela Obrigação de Entrega de Energia para cada período de comercialização associado ao CCEAR por Disponibilidade, multiplicada pelo respectivo PLD, conforme expressão:

$$MCP\_CQ_{\alpha,e,j} = OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} * PLD_{s,j}$$

$$\forall p, t, l \in e$$

Onde:

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças determinado por submercado “s” e período de contabilização “j”

“e” são todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado da modalidade Disponibilidade (CCEAR por disponibilidade), provenientes de leilões realizados a partir de 2011, exceto os CCEARs de fonte eólica, de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“s” corresponde ao submercado de registro do contrato “e”

### Efetivação Contratual - Definições

117. Para os agentes que efetuaram um aporte insuficiente de Garantia Financeira, a CCEE promoverá a redução dos volumes de energia dos contratos de venda a fim de compatibilizar seus requisitos as suas obrigações no âmbito da liquidação financeira do MCP, a partir da execução das seguintes etapas:

117.1. Os contratos passíveis de redução contratual (efetivação) serão ordenados ou agrupados de acordo com suas características (ACL, CBR, Leilões de Ajustes e CCEARs de energia existente ou energia nova) e priorizados para fins de efetivação:

- **Contratos registrados no ACL e os CBR:** serão considerados, prioritariamente para fins de efetivação contratual, todos os contratos registrados no ACL e os CBR, ordenados de acordo com a data de última validação de suas vigências que alteraram o contrato. Exclui-se, neste caso, os contratos do ACL que tenham como comprador um comercializador varejista, pois estes serão efetivados com a prioridade igual ao dos CCEARs de Energia Nova, descrita a seguir.
- **Contratos provenientes de Leilões de Ajustes:** caso todos os contratos registrados no ACL e os CBR tenham sido reduzidos e ainda exista uma exposição financeira remanescente passível de efetivação contratual, serão reduzidos os contratos provenientes de Leilões de Ajustes, sendo todos os contratos reduzidos na mesma proporção;

- **Contratos provenientes de Leilões de Energia Existente:** após a redução de todos os contratos ACL e os CBR bem como contratos regulados provenientes de Leilões de Ajuste, caso ainda exista uma exposição financeira remanescente passível de efetivação contratual, serão reduzidos os contratos provenientes de Leilões de Energia Existente, sendo todos os contratos reduzidos na mesma proporção;
- **Contratos provenientes de Leilões de Energia Nova e CCEALs cujo comprador é um Comercializador Varejista:** após a redução de todos os contratos do ACL, os CBR e do ACR provenientes de Leilões de Ajuste e ou de Leilões de Energia Existente, caso ainda exista uma exposição financeira remanescente passível de efetivação contratual, serão reduzidos os contratos provenientes de Leilões de Energia Nova (incluindo os CCEARs provenientes de fontes alternativas e de Leilões Estruturantes) e os CCEALs cujo comprador é um Comercializador Varejista, sendo todos os contratos reduzidos na mesma proporção;

**a) Efetivação dos Contratos Bilaterais do ACL e os CBR**

117.2. Para o início do processo de efetivação contratual, assume-se que o Valor Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente é o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente:

$$TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m} = TGFIN\_NAP\_EFE_{\alpha,m}$$

Onde:

$TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TGFIN\_NAP\_EFE_{\alpha,m}$  é o Valor Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

117.3. Conforme os critérios de priorização descritos, primeiramente, serão efetivados os contratos bilaterais do ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e os CBR, por ordem de data de validação mais recente das vigências que influenciam o valor mensal contratado, até que a soma dos efeitos financeiros no MCP de tais contratos efetivados suplante o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Financeira pelo agente. Logo, de forma iterativa, temos que:

*Enquanto houver Contratos Bilaterais do ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e CBR de Venda do agente:*

*Atualiza o Valor Remanescente Não Aportado descontando o efeito do MCP do contrato bilateral do ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e CBR prioritário, limitando a zero:*

$$TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m}^{x+1} = \max \left( 0 ; TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m}^x - \sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j} \right)$$

*Calcula o Fator de Efetivação do Contrato de bilateral de ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e CBR conforme expressão:*

$$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m} = \frac{TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m}^x - TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m}^{x+1}}{\sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j}}$$

Onde:

TGFIN\_NAP\_EFE\_REM<sub>α,m</sub> é o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente “α”, no mês de apuração “m”

MCP\_CQ<sub>α,e,j</sub> é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “α”

F\_EFE\_CQ<sub>α,e,m</sub> é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “α”

“e” são todos os contratos de venda bilaterais no ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “α”

“e” é cada contrato bilateral do ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) ordenado pela data de validação mais recente das vigências que influenciam o valor mensal contratado

“x” é o índice de iteração referente a cada contratado bilateral (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e CBR do agente

- 117.4. Caso os contratos bilaterais do ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e os CBR forem suficientes para cobrir integralmente o Valor Não Aportado de Garantia Financeira não será necessário a verificar a efetivação de outros contratos. No entanto, caso ainda exista um valor financeiro remanescente, será necessário efetivar os demais contratos, conforme a seguinte expressão:

*Para a última iteração “x” de TGFIN\_NAP\_REM resultante da efetivação dos contratos bilaterais e dos CBR:*

$$TGFIN\_EFE\_REM\_ACL_{\alpha,m} = TGFIN\_NAP\_EFE\_REM_{\alpha,m}^x$$

Onde:

TGFIN\_NAP\_EFE\_REM<sub>α,m</sub> é o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Financeira Passível de Efetivação Contratual do agente “α”, no mês de apuração “m”

TGFIN\_EFE\_REM\_ACL<sub>α,m</sub> é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos do ACL do agente “α”, no mês de apuração “m”

“x” é o índice de iteração referente a cada contratado bilateral e CBR do agente

#### **b) Efetivação de Contratos do ACR – Leilões de Ajuste**

- 117.5. Caso o ajuste de contratos bilaterais do ACL (exceto os que o comercializador varejista é comprador) e os CBR não seja suficiente para cobrir o Valor Remanescente Não Aportado, inicia-se então a efetivação dos montantes contratuais dos contratos do ACR provenientes de Leilões de Ajuste. O fator de redução para esses contratos será de forma igualitária, conforme critério de prioridade definido.

- 117.6. De acordo com os critérios de priorização, verifica-se se os contratos de Leilão de Ajuste serão suficientes para cobrir o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Física. Caso

sejam, será apurado o fator de efetivação proporcional para tais contratos. Caso contrário, todos os contratos de Leilão de Ajuste não serão efetivados:

$$F\_EFE\_CQ_{\alpha,m} = \min \left( 1; \frac{TGFIN\_EFE\_REM\_ACL_{\alpha,m}}{\sum_{e \in ELA} \sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j}} \right)$$

Onde:

$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$  é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

$TGFIN\_EFE\_REM\_ACL_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos do ACL do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“ELA” é o conjunto de contratos oriundos de Leilões de Ajuste

“e” são todos os contratos de venda provenientes de Leilões de Ajuste de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

117.7. Por fim, se os contratos provenientes de Leilões de Ajuste forem suficientes para cobrir o Valor Não Aportado de Garantia Financeira, não será necessário verificar a efetivação dos demais contratos do ACR. No entanto, caso ainda exista um valor financeiro remanescente, será necessário efetuar a efetivação dos demais tipos de contratos regulados, conforme a seguinte expressão:

$$TGFIN\_EFE\_REM\_ELA_{\alpha,m} = \max \left( 0; TGFIN\_EFE\_REM\_ACL_{\alpha,m} - \sum_{e \in ELA} \sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j} \right)$$

Onde:

$TGFIN\_EFE\_REM\_ELA_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos provenientes de Leilões de Ajuste do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$TGFIN\_EFE\_REM\_ACL_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos do ACL do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“ELA” é o conjunto de contratos oriundos de Leilões de Ajuste

### c) Efetivação de Contratos do ACR – Leilões de Energia Existente

117.8. Caso a efetivação dos contratos provenientes de Leilões de Ajuste não seja suficiente para cobrir o Valor Remanescente Não Aportado, inicia-se então a efetivação dos montantes contratuais dos contratos do ACR provenientes de Leilões de Energia Existente. O fator de efetivação para esses contratos será de forma igualitária, conforme critério de prioridade definido.

- 117.9. De acordo com os critérios de priorização, verifica-se se os contratos de Energia Existente serão suficientes para cobrir o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Financeira. Caso sejam, será apurado o fator de efetivação proporcional para tais contratos. Caso contrário, todos os contratos de Energia Existente não serão efetivados:

$$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m} = \min \left( 1; \frac{TGFIN\_EFE\_REM\_ELA_{\alpha,m}}{\sum_{\substack{e \in CCEAR \\ e \in ELEE}} \sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j}} \right)$$

Onde:

$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$  é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

$TGFIN\_EFE\_REM\_ELA_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos provenientes de Leilões de Ajuste do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“ELEE” é o conjunto de contratos oriundos do Leilão de Energia Existente

“e” são todos os contratos de venda provenientes de Leilões de Energia Existente de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

- 117.10. Por fim, se os contratos provenientes de Leilões de Energia Existente forem suficientes para cobrir o Valor Não Aportado de Garantia Financeira, não haverá efetivação dos demais contratos do ACR. No entanto, caso ainda exista um valor financeiro remanescente, será necessário efetuar a efetivação dos demais tipos de contratos regulados, conforme a seguinte expressão:

$$TGFIN\_EFE\_REM\_ELEE_{\alpha,m} = \max \left( 0; TGFIN\_EFE\_REM\_ELA_{\alpha,m} - \sum_{\substack{e \in CCEAR \\ e \in ELEE}} \sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j} \right)$$

Onde:

$TGFIN\_EFE\_REM\_ELA_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos provenientes de Leilões de Ajuste do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$TGFIN\_EFE\_REM\_ELEE_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos provenientes de Leilões de Energia Existente do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“ELEE” é o conjunto de contratos oriundos do Leilão de Energia Existente

**d) Efetivação de Contratos do ACR – Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Estruturantes; Efetivação de Contratos do ACL cujo comercializador varejista é comprador**

117.11. Caso a efetivação de contratos provenientes de Leilões de Energia Existente não seja suficiente para cobrir o Valor Remanescente Não Aportado, inicia-se então a efetivação dos montantes contratuais dos contratos do ACR provenientes de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas, de projetos Estruturantes e dos contratos do ACL cujo comercializador varejista é comprador. O fator de redução para esses contratos será de forma igualitária, conforme critério de prioridade definido.

117.12. De acordo com os critérios de priorização, verifica-se se os contratos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes são suficientes para cobrir o Valor Remanescente Não Aportado de Garantia Física. Caso sejam, será apurado o fator de efetivação proporcional para tais contratos. Caso contrário, todos os contratos provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas, de projetos Estruturantes e dos contratos do ACL cujo comercializador varejista é comprador não serão efetivados:

$$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m} = \min \left( 1; \frac{TGFIN\_EFE\_REM\_ELEE_{\alpha,m}}{\sum_{\substack{e \in CCEAR \\ e \in ELEN}} \sum_{j \in m} MCP\_CQ_{\alpha,e,j} + \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in CCEAL \\ e \in VARCOMP}} MCP\_CQ_{\alpha,e,j}} \right)$$

Onde:

$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$  é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

$TGFIN\_EFE\_REM\_ELEE_{\alpha,m}$  é o Valor Remanescente Passível de Efetivação Contratual após redução de contratos provenientes de Leilões de Energia Existente do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$MCP\_CQ_{\alpha,e,j}$  é o Efeito Financeiro no Mercado de Curto Prazo do Contrato “e”, no período de comercialização “j”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes

“CCEAL” é o conjunto de contratos “e”, que representam os Contratos no Ambiente de Contratação Livre

“VARCOMP” é o conjunto de contratos “e”, cujo comercializador varejista é comprador

**Consolidação da Efetivação de Contratos**

117.13. Uma vez calculado todos os fatores de efetivação, o ajuste da Quantidade Modulada dos Contratos para que estes sejam efetivados é determinado conforme cada tipo de contrato, e o tamanho da exposição da exposição do MCP, conforme seguintes expressões:

*Para CCEARs por Disponibilidade provenientes de usinas eólicas, ou de leilões realizados antes de 2011 de usinas a biomassa, ou CCEARs **sem obrigação** de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho IA ou IIA:*

$$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j} = EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$$

Para CCEARs por Disponibilidade **com obrigação de entrega** de usinas térmicas com modalidade de despacho IA ou IIA:

$$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j} = CQ_{e,j} * \frac{OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}}{OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}}$$

Para os demais contratos:

$$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j} = CQ_{e,j} * F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$$

Onde:

$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da Garantia Financeira, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$  é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“e” são os contratos de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

117.13.1. A Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora associada ao CCEAR por Disponibilidade associada ao CCEAR por Disponibilidade é calculada através do fator de efetivação contratual aplicado à Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em MWh, conforme expressão:

$$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} = CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} * F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$$

Onde:

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina

“p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$  é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“p” é a parcela de usina comprometida com o contrato “e”

“e” são todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado da modalidade Disponibilidade (CCEAR por disponibilidade) provenientes de leilões realizados antes de 2011, exceto fontes à biomassa, ou CCEAR por disponibilidade de fonte eólica, de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

117.13.2. De modo análogo, a Obrigação de Entrega Efetiva de Energia associada ao CCEAR por Disponibilidade é calculada através do fator de efetivação contratual multiplicado pela Obrigação de Entrega de Energia do período de comercialização, conforme expressão:

$$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} = OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} * F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_EFE\_CQ_{\alpha,e,m}$  é o Fator de Efetivação Contratual do Contrato “e”, no mês de apuração “m”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“p” é a parcela de usina comprometida com o contrato “e”

“e” são todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado da modalidade Disponibilidade (CCEAR por disponibilidade), provenientes de leilões realizados a partir de 2011, exceto os CCEARs de fonte eólica, de venda de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

#### 12.4.2. Dados de Entrada da Efetivação Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira

Valor do Ajuste de Contabilização		
AJUSTES <sub>a,m</sub>	Descrição	Valor dos ajustes realizados para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, por perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de liminares judiciais
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Valor do Ajuste do Rateio da Inadimplência dos Agentes Desligados Sem Sucessão</b>		
AJU_INAD_DSS <sub>a,m</sub>	Descrição	Valor do Ajuste de Inadimplência por Desligamento sem Sucessão do agente “a”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Liquidação (Rateio da Inadimplência em casos de Desligamento Sem Sucessão)
	Valores Possíveis	Negativos ou Zero
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
CQ <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
CQ_EAPS <sub>p,t,l,e,j</sub>	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Limite de Crédito Contratado junto a cada Instituição Financeira</b>		
LC <sub>α,if,m</sub>	Descrição	Limite de Crédito Contratado junto a cada Instituição Financeira, do agente “α”, relativa a cada instituição financeira “if”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Instituição Financeira
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Limite Operacional Total Preliminar do Agente</b>		
<b>LOTP<sub><math>\alpha,m</math></sub></b>	Descrição	Limite Operacional Total Preliminar do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, calculado pela soma dos limites de crédito contratados junto às instituições financeiras, constituídos até o período de cálculo da necessidade de aporte de Garantias Avulsas
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Instituição Financeira/CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD<sub><math>p,t,l,e,j</math></sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “ $p$ ”, comprometida com o produto “ $t$ ”, do leilão “ $l$ ”, do contrato com a distribuidora “ $e$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub><math>s,j</math></sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “ $s$ ” e Período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Valor do Ajuste de Contabilização</b>		
<b>RESULTADO<sub><math>a,m</math></sub></b>	Descrição	Montante a liquidar resultante do processo de contabilização da CCEE, atribuído ao perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”. Valores positivos para esta variável representam a posição credora do agente enquanto valores negativos representam um saldo devedor atribuído ao agente.
	Unidade	R\$

	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Consolidação de Resultados)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Valor da Garantia Financeira Avulsa a ser Aportada pelo Agente</b>		
TGFIN_AVULSA <sub>α,tc,m</sub>	Descrição	Valor Constituído de Garantia Financeira a ser Aportada pelo Agente “α”, por tipo de conta “tc”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor da Garantia Financeira Avulsa Aportada pelo Agente</b>		
TGFIN_AVULSA_AP <sub>α,tc,m</sub>	Descrição	Valor da Garantia Financeira Avulsa Aportada pelo Agente “α”, por tipo de conta “tc”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Instituição Bancária
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 12.4.3. Dados de Saída da Suspensão Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira

	<b>Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato</b>	
CQ_EFE_GFIN <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>	
EAPS_CQ_EFE_GFIN <sub>p,t,l,e,j</sub>	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o

		produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD_EFE_GF</b> <b>IN<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Limite Operacional Total Final do Agente</b>		
<b>LOTF<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Limite Operacional Total Final do agente “α”, no mês de apuração “m”, calculado pela soma dos limites de crédito contratados junto às instituições financeiras, constituídos até o período de efetivação dos registros de contratos
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 12.5. ANEXO V – Modulação das Cessões do MSCD de Energia Nova

### Objetivo:

Calcular a quantidade modulada de cada Contrato de Cessão de CCEAR, proveniente do MSCD de Energia Nova.

### Contexto:

O objetivo desse submódulo é calcular a quantidade modulada, referentes aos contratos originados do processamento MSCD de Energia Nova. A [Figura 62](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

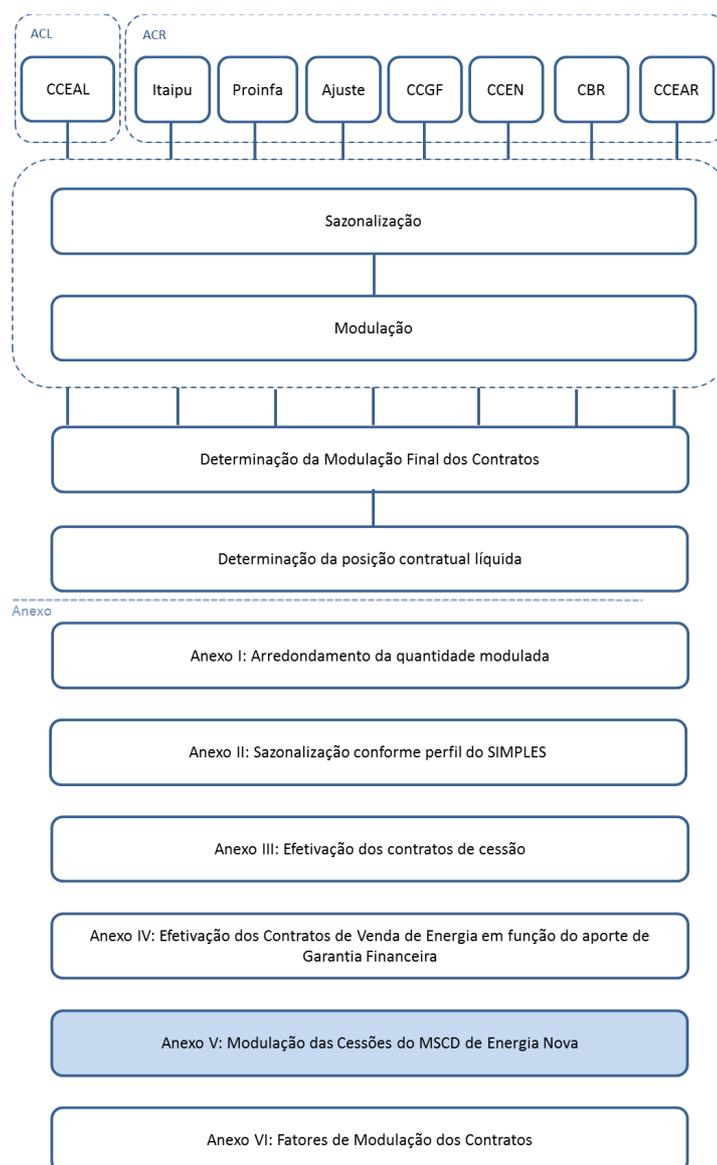


Figura 62: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 12.5.1. Detalhamento do Processo de Modulação dos Contratos de Cessão de CCEAR provenientes do MCSD de Energia Nova

118. A quantidade modulada de cada Contrato de Cessão de CCEAR Proveniente do MCSD de Energia Nova é definida pelo perfil de modulação dos contratos do cedente, conforme seguinte equação:

$$CQ_{e,j} = (F\_MOD\_CEN\_QUANT_{a,j,s} * CEN\_SUB\_QUANT_{e,m} + F\_MOD\_CEN\_DISP_{a,j,s} * CEN\_SUB\_DISP_{e,m}) * M\_HORAS_m$$

$$a = ad$$

Onde:

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_MOD\_CEN\_QUANT_{a,j,s}$  é a Fator de Modulação da Cessão de Energia Nova na modalidade Quantidade, do agente “a”, no período de comercialização “j”, no submercado “s”

$CEN\_SUB\_QUANT_{e,m}$  é a Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”

$F\_MOD\_CEN\_DISP_{a,j,s}$  é a Fator de Modulação da Cessão de Energia Nova na modalidade Disponibilidade do agente “a”, no período de comercialização “j”, no submercado “s”

$CEN\_SUB\_DISP_{e,m}$  é a Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Disponibilidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”

“a” é o distribuidor cedente (vendedor) do Contrato de Cessão “e”

“s” é o submercado de registro do Contrato de Cessão “e”

### Importante:

Eventual diferença entre o valor mensal e a soma dos valores de todos os períodos de comercialização será lançada na primeira hora do mês.

Caso a distribuidora cedente não possua contratos de energia nova passíveis de cessão, ou só possua contratos passíveis de cessão com montante igual a zero, a modulação deve ser *flat*.

- 118.1. O Fator de Modulação da Cessão de Energia Nova corresponde ao perfil dos CCEARs de Energia Nova, na modalidade quantidade, do agente cedente, conforme expressão:

$$F\_MOD\_CEN\_QUANT_{a,j,s} = \frac{\sum_{\substack{e \in MCS\_D\_EN\_M \\ e \in ECA \\ e \in S \\ e \in CCEAR\_Q}} CQ\_PRE_{e,j}}{\sum_{\substack{e \in MCS\_D\_EN\_M \\ e \in ECA \\ e \in S \\ j \in m \\ e \in CCEAR\_Q}} CQ\_PRE_{e,j}}$$

Onde:

$F\_MOD\_CEN\_QUANT_{a,j,s}$  é a Fator de Modulação da Cessão de Energia Nova na modalidade Quantidade, do agente “a”, no período de comercialização “j”, no submercado “s”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“MCS\_D\_EN\_M” é o conjunto de contratos que são passíveis de cessão para o MCS\_D de Energia Nova, ou seja, sem considerar os contratos que possuem alguma das restrições impostas no cálculo das sobras passíveis de cessão, verificados no mês de apuração “m”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

“s” corresponde ao submercado de registro do contrato “e”

118.2. O Fator de Modulação da Cessão de Energia Nova corresponde ao perfil dos CCEARs de Energia Nova, na modalidade disponibilidade, do agente cedente, conforme expressão:

$$F\_MOD\_CEN\_DISP_{a,j,s} = \frac{\sum_{\substack{e \in MCSD\_EN\_M \\ e \in ECA \\ e \in S \\ e \in CCEAR\_D}} CQ\_PRE_{e,j}}{\sum_{\substack{e \in MCSD\_EN\_M \\ e \in ECA \\ e \in S \\ j \in m \\ e \in CCEAR\_D}} CQ\_PRE_{e,j}}$$

Onde:

$F\_MOD\_CEN\_DISP_{a,j,s}$  é a Fator de Modulação da Cessão de Energia Nova na modalidade Disponibilidade do agente “a”, no período de comercialização “j”, no submercado “s”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“MCSD\_EN\_M” é o conjunto de contratos que são passíveis de cessão para o MCSD de Energia Nova, ou seja, sem considerar os contratos que possuem alguma das restrições impostas no cálculo das sobras passíveis de cessão, verificados no mês de apuração “m”

“ECA” e o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

“s” corresponde ao submercado de registro do contrato “e”

#### 12.5.2. Dados de Entrada da Sazonalização e Modulação das Cessões do MSCD de Energia Nova

<b>Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade</b>		
<b>CEN_SUB_QUANT<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	MCSD (MCSD de Energia Nova)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>CEN_SUB_DISP<sub>e,m</sub> Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Disponibilidade</b>		

Descrição	Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Disponibilidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	MW Médio
Fornecedor	MCSO (MCSO de Energia Nova)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade</b>	
<b>F_TOT_CEN_QUANT</b> ad,m	Descrição
	Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês “m”
	Unidade
	n.a
	Fornecedor
	MCSO (MCSO de Energia Nova)
	Valores Possíveis
	Positivos ou Zero

<b>Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade</b>	
<b>F_TOT_CEN_DISP</b> ad,m	Descrição
	Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês “m”
	Unidade
	n.a
	Fornecedor
	MCSO (MCSO de Energia Nova)
	Valores Possíveis
	Positivos ou Zero

### 12.5.3. Dados da Sazonalização e Modulação das Cessões do MCSO de Energia Nova

<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>	
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição
	Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade
	MWh
	Valores Possíveis
	Positivos ou Zero

### 12.6. ANEXO VI – Fatores de Modulação dos Contratos

#### Objetivo:

Determinar os fatores de modulação dos contratos conforme curva de carga e geração.

## Contexto:

Os Fatores de Modulação dos contratos correspondem a definição da proporção do montante de contrato entregue hora a hora a um comprador. O Fator de Modulação conforme carga define a proporção de entrega de contrato conforme uma determinada curva de consumo. Já o Fator de Modulação conforme geração define a proporção de entrega de contrato conforme uma determinada curva de geração. A Figura 63 a seguir relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

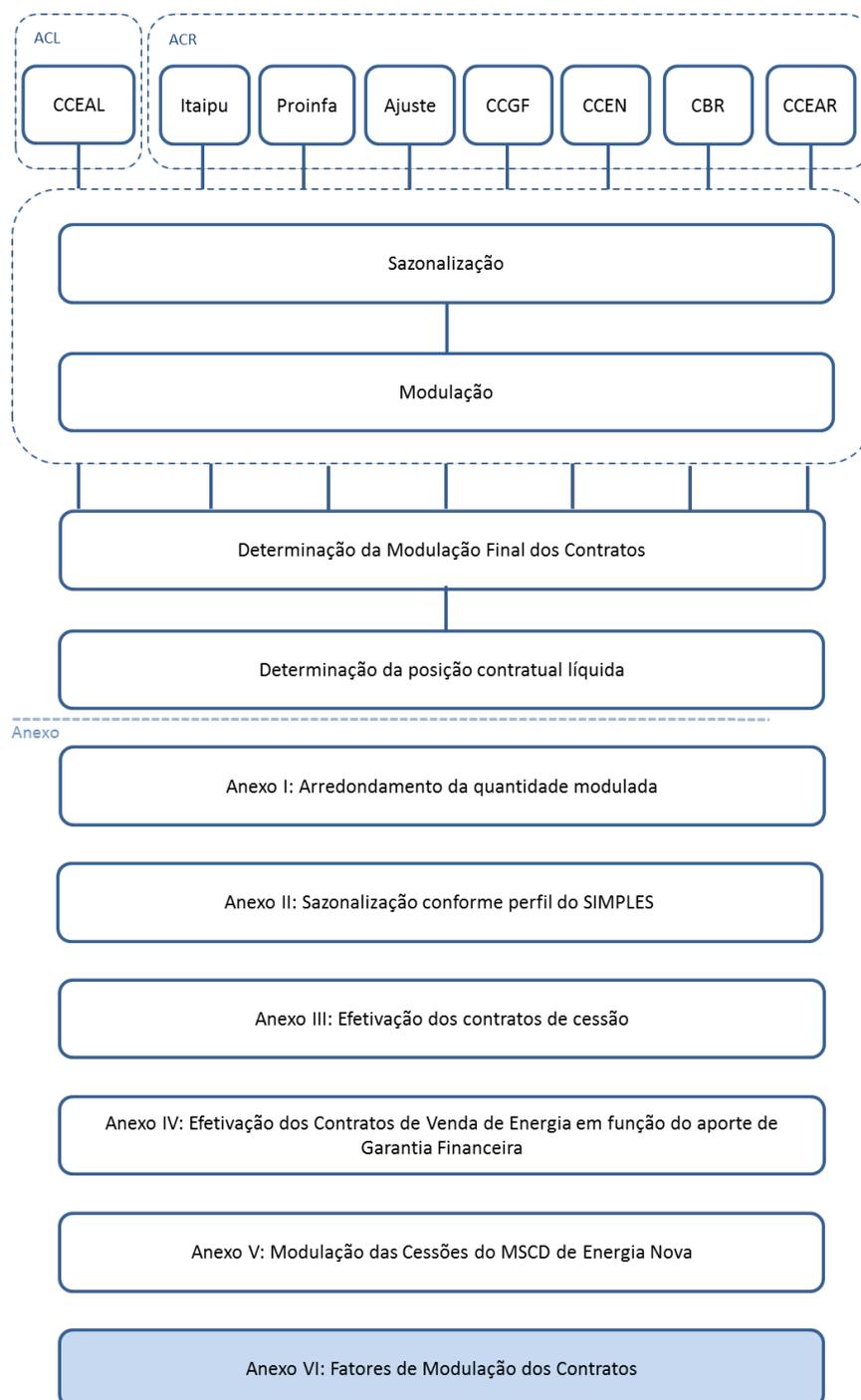


Figura 63: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratos”

### 12.6.1. Determinação dos Fatores de modulação dos contratos

O processo de definição dos Fatores de Modulação dos contratos é composto pelos seguintes comandos e expressões:

119. O Fator de Modulação Vinculada à Carga é determinado, para cada contrato, de forma distinta em função da categoria do agente comprador, conforme apresentado a seguir:

119.1. Para os contratos cujo agente comprador pertencente à categoria de Distribuição, o Fator de Modulação Vinculada à Carga corresponde ao consumo total do agente no período de comercialização, em relação ao mesmo consumo verificado no mês, conforme apresentado a seguir:

*Se a soma do consumo do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", for igual a zero, ou seja,*

$$\sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j} = 0, \text{ então:}$$

$$F_{MODVC_{e,j}} = \frac{1}{M_{SPD}_m}$$

*Caso contrário:*

$$F_{MODVC_{e,j}} = \frac{\sum_s TRC_{a,s,j}}{\sum_s \sum_{j \in CPVE} TRC_{a,s,j}}$$

Onde:

$F_{MODVC_{e,j}}$  é o Fator de Modulação Vinculada a Carga do Contrato "e" no período de comercialização "j"

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de Comercialização "j"

$M_{SPD}_m$  é a quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

"CPVE" é o Conjunto de períodos de comercialização "j", em que o contrato "e", está vigente dentro de uma vigência "v", do contrato limitada ao mês de contabilização "m"

"a" refere-se ao perfil de agente comprador do contrato "e"

119.2. Para os demais contratos, o Fator de Modulação Vinculada à Carga corresponde ao total de carga, que não é cativa, vinculada ao contrato no período de comercialização, em relação à mesma carga, verificada no mês, conforme a seguinte expressão:

*Se a soma do consumo na vigência do contrato for igual a zero, ou seja,  $\sum_{c \in CCE} \sum_{j \in CPVE} RC_{AL_{c,j}}$ , então:*

$$F_{MODVC_{e,j}} = \frac{1}{M_{SPD}_m}$$

*Caso contrário:*

$$F_{MODVC_{e,j}} = \frac{\sum_{c \in CCE} RC_{AL_{c,j}}}{\sum_{c \in CCE} \sum_{j \in CPVE} RC_{AL_{c,j}}}$$

Onde:

$F\_MODVC_{e,j}$  é o Fator de Modulação Vinculada a Carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$RC\_AL_{c,j}$  é o Consumo no ambiente livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“CPVE” é o Conjunto de períodos de comercialização “j”, em que o contrato “e”, está vigente dentro de uma vigência “v”, do contrato limitada ao mês de contabilização “m”

“CCE” é o Conjunto de cargas associadas ao contrato “e”, para fins de modulação

### Importante:

Para os contratos que apresentam uma ou mais vigências diferentes de um mês dentro do mês de apuração, o somatório do consumo deve corresponder ao montante de cada vigência do contrato no mês.

120. O Fator de Modulação vinculado à geração corresponde à proporção da geração total vinculada ao contrato, por período de comercialização, em relação à geração total vinculada ao contrato, verificada no mês, sendo calculado conforme expressão a seguir:

Se a soma da geração na vigência do contrato for igual a zero, ou seja,  $\sum_{p \in CGE} \sum_{j \in CPVE} G_{p,j} = 0$ ,  
então:

$$F\_MODVG_{e,j} = \frac{1}{M\_SPD_m}$$

Caso contrário:

$$F\_MODVG_{e,j} = \frac{\sum_{p \in CGE} G_{p,j}}{\sum_{p \in CGE} \sum_{j \in CPVE} G_{p,j}}$$

Onde:

$F\_MODVG_{e,j}$  é o Fator de Modulação Vinculada à Geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“CPVE” é o Conjunto de períodos de comercialização “j”, em que o contrato “e”, está vigente dentro de uma vigência “v”, do contrato limitada ao mês de contabilização “m”

“CGE” é o Conjunto de usinas associadas ao contrato “e”, para fins de modulação

**Importante:**

Para os contratos que apresentam uma ou mais vigências diferentes de um mês dentro do mês de apuração, o somatório de geração deve corresponder ao montante de cada vigência do contrato no mês.

**12.6.2. Dados de Entrada dos Fatores de Modulação dos Contratos**

<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo no ambiente livre da parcela de carga</b>		
<b>RC_AL<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo no ambiente livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>	

Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
Unidade	n.a.
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### 12.6.3. Dados de Saída dos Fatores de Modulação dos Contratos

<b>Fator de Modulação pela Carga</b>		
<b>F_MODV<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Modulação pela Geração</b>		
<b>F_MODV<sub>g,e,j</sub></b>	Descrição	Fator de Modulação Vinculada à geração do Contrato “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**ANEXO VIII**  
**Balço Energético**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE.

Uma das principais atribuições da CCEE, conforme estabelecido no inciso VI do Artigo 2º do Decreto nº 5.177/2004, é realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado, mediante consideração dos contratos e dos dados de medição registrados. As diferenças positivas ou negativas apuradas para cada agente da CCEE são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado por período de comercialização e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema (Custo para se produzir o próximo MWh necessário ao sistema elétrico), limitado por um preço mínimo e por um preço máximo homologados pela ANEEL, e observado o disposto no art. 57 do Decreto nº 5.163/2004.

Com base nessas duas informações (volumes contratados e volumes medidos), é processado o cálculo da contabilização e são computadas as quantidades negociadas no MCP. Dessa forma, pode-se dizer que o MCP corresponde à diferença apurada no balanço energético de cada agente da CCEE, conforme ilustrado na [Figura 1](#).

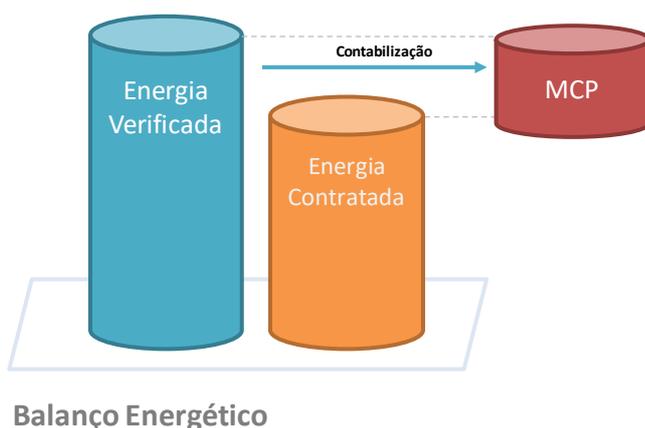


Figura 1: Energia Comercializada no MCP

O balanço energético é o núcleo do processo de contabilização realizado pela CCEE, reunindo informações procedentes dos módulos de regras atinentes a contratos, medição contábil e ao MRE para apurar as diferenças a que se refere o MCP. As informações apuradas neste módulo são insumos principalmente para a pré-liquidação, o rateio de votos em Assembleia e a contribuição mensal para os agentes, além do tratamento das exposições e a apuração dos ressarcimentos relativos aos CCEARs por disponibilidade.

A **Figura 2** a seguir apresenta a relação do módulo de “**Balanço Energético**” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

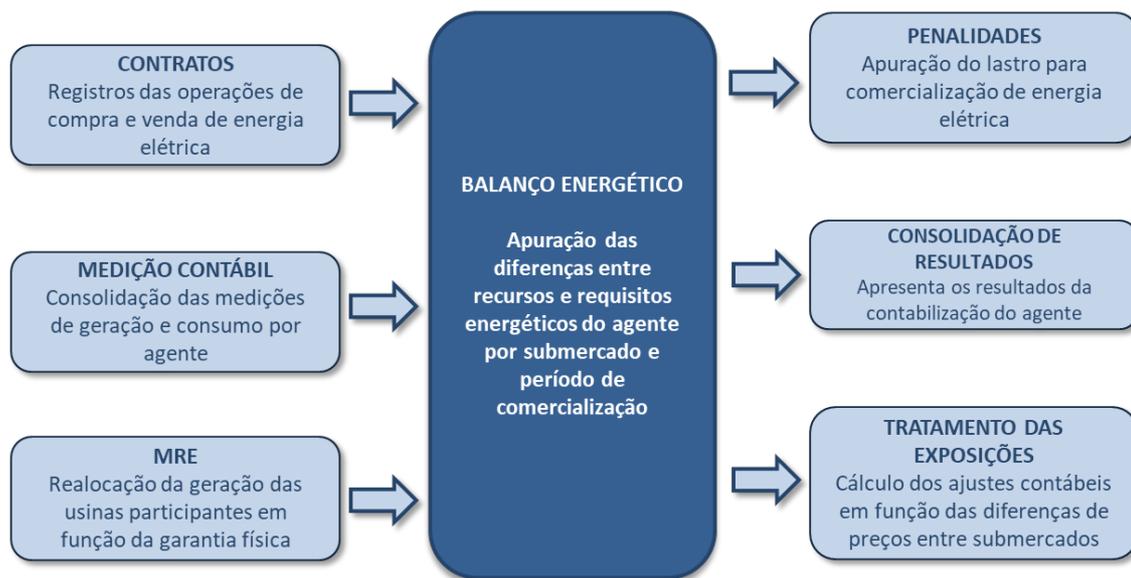


Figura 2: Relação do módulo **Balanço Energético** com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “**Balanço Energético**”, esquematizado na **Figura 3** abaixo, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar as diferenças entre os volumes medidos e contratados de cada agente da CCEE:

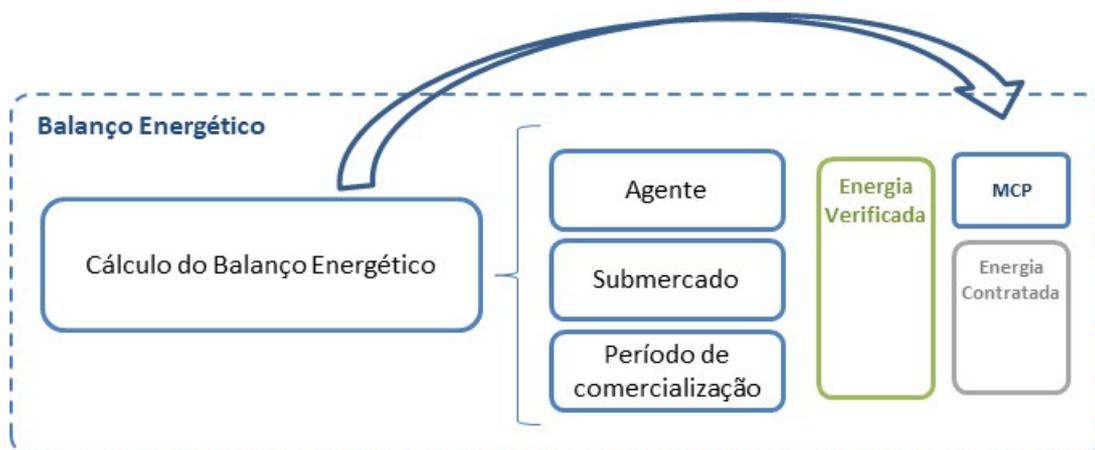


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “**Balanço Energético**”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

### 1.1.2. Apuração das Diferenças

A diferença entre os volumes de **Energia Verificada** e **Energia Contratada** de cada Agente da CCEE corresponde ao cálculo do balanço energético. As figuras apresentadas nesta seção procuram detalhar as componentes associadas ao cálculo do balanço de cada agente. Importante ressaltar que esse cálculo é realizado para cada agente, por submercado e período de comercialização, com o objetivo de valorar as diferenças apuradas no MCP ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

### 1.1.3. Composição da Energia Verificada

O volume de Energia Verificada é composto pela geração ou consumo consolidado de cada ativo do agente, determinado no Módulo de Regras “Medição Contábil” e também pela eventual alocação de energia do MRE em função das regras específicas desse mecanismo para agentes que possuem usinas participantes. A [Figura 4](#) apresenta os componentes da parcela Energia Verificada.

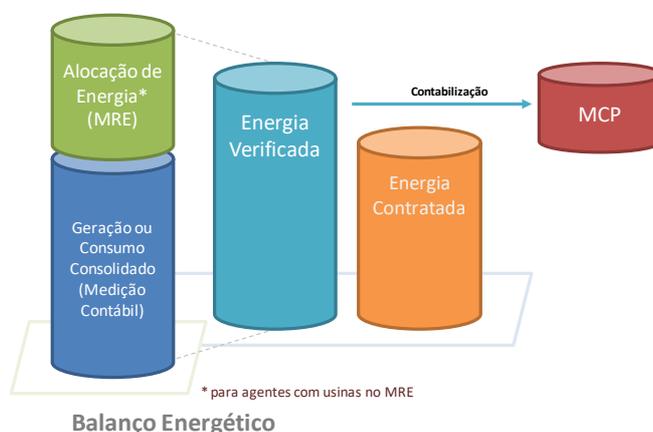


Figura 4: Componentes da Energia Verificada de cada agente da CCEE

### 1.1.4. Efeito da Alocação do MRE no Balanço Energético

Conforme disciplinado no Módulo de Regras “MRE”, agentes com usinas participantes do MRE podem ter sua geração consolidada reduzida em função das trocas de energia ocorridas no âmbito do MRE. O fato de a energia gerada nas usinas de um determinado agente ultrapassar o volume de garantia física modulada dessas usinas não elimina a possibilidade de eventual redução de sua Energia Verificada.

Outro efeito do MRE sobre a Energia Verificada é a alocação de energia adicional para o agente a partir de outros empreendimentos de geração integrantes do MRE. Essa energia alocada pode ser tanto para cobertura da garantia física da usina, caso o empreendimento não tenha gerado energia elétrica suficiente para atender o próprio recurso, ou a título de Energia Secundária, observada quando o saldo de energia gerada no MRE é maior que a garantia física de todas as usinas participantes do MRE, para um dado período de comercialização.

Como consequência das regras desse mecanismo, mesmo que não haja usinas em mais de um submercado, um agente pode ter Energia Verificada em qualquer um dos submercados onde ocorrer alocação de energia. Dessa forma, um agente que participa do MRE deve possuir um balanço energético apurado em todos os submercados, independentemente de ter ou não ativos modelados em todos eles.

### 1.1.5. Composição da Energia Contratada

O volume de **Energia Contratada** é associado à Posição Contratual Líquida do agente, determinada no Módulo de Regras “Contratos”, e corresponde à diferença entre o total de contratos de venda e o total de contratos de compra, ambos registrados na CCEE conforme os Procedimentos de Comercialização, tanto no Ambiente de Contratação Livre – ACL, como no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (Vide a Introdução do Módulo de Regras “Contratos” para maior detalhamento com relação aos ambientes de contratação livre e regulada). A [Figura 5](#) apresenta os componentes da parcela Energia Contratada.

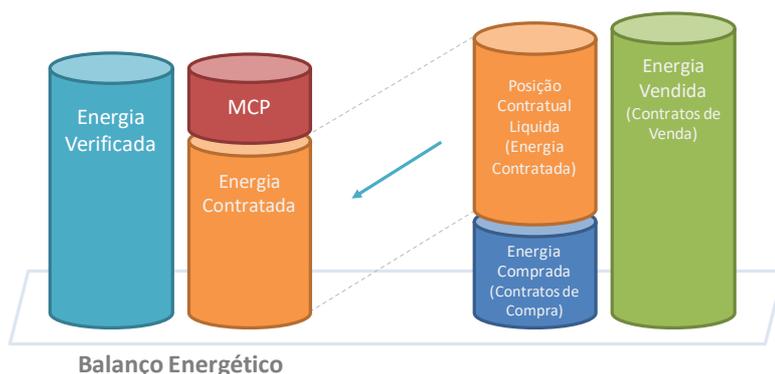


Figura 5: Componentes da Energia Contratada de cada agente da CCEE

### 1.1.6. Efeito da Posição Contratual Líquida no Balanço Energético

De modo análogo ao que ocorre com o MRE em relação ao balanço energético, o fato de um agente da CCEE ter ativos de geração ou consumo modelados em um ou mais submercados não o restringe de firmar contratos de compra e venda de energia, em qualquer submercado de sua escolha de acordo com sua estratégia comercial, desde que obedecida a legislação vigente.

Os relacionamentos comerciais ou contratos firmados entre agentes da CCEE devem compor o balanço dos submercados em que tais contratos foram registrados, tanto na ponta de venda quanto na ponta de compra, para representar corretamente as posições líquidas dos agentes em cada uma destas regiões do Sistema Interligado Nacional.

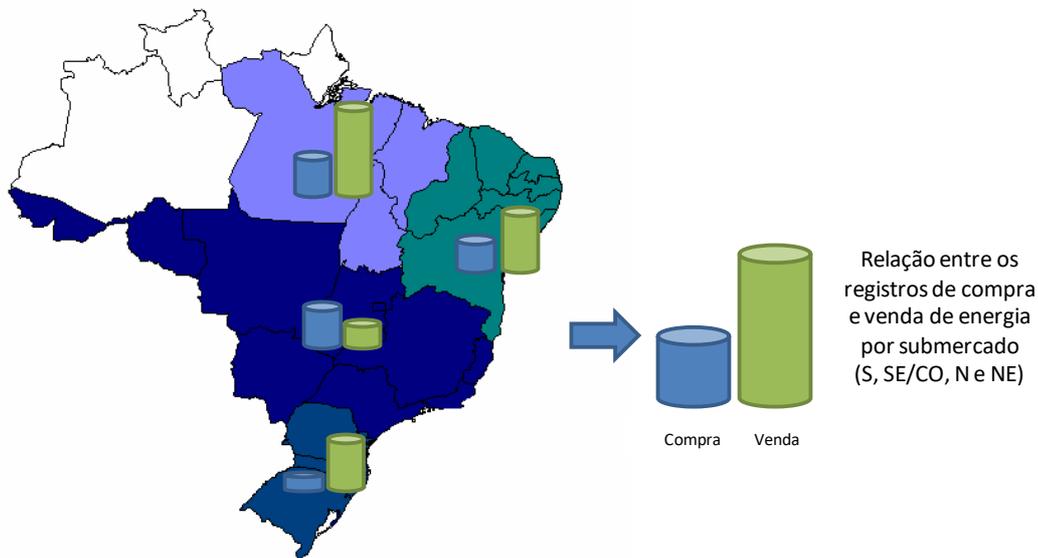


Figura 6: Ilustração da apuração da Posição Contratual Líquida por Submercado em um período de comercialização hipotético

## 2. Detalhamento do Cálculo do Balanço Energético

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “~~Balanço Energético~~ **Balanço Energético**”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Cálculo do Balanço Energético

#### Objetivo:

Apurar as diferenças entre os volumes medidos e contratados de cada agente da CCEE, por período de comercialização e submercado.

#### Contexto:

A apuração das diferenças corresponde à etapa central do processo de contabilização e é uma das principais atividades da CCEE. O cálculo do balanço energético é a única etapa encontrada nesse módulo. A ~~Figura 7~~ **Figura-7** relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

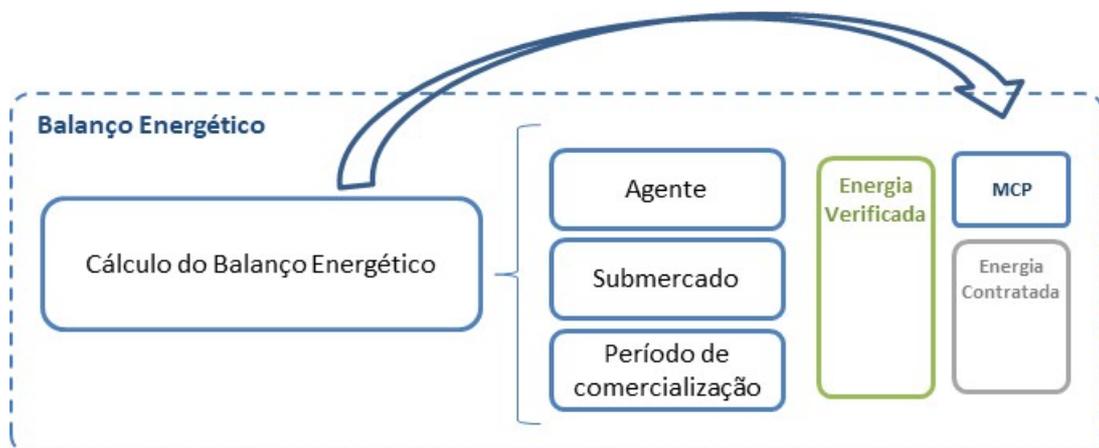


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Balanço EnergéticoBalanço Energético”

O processo de cálculo do balanço energético é composto pelo seguinte comando e expressão:

1. O Balanço Energético do agente corresponde às diferenças entre a energia verificada total consolidada de ativos de geração (incluindo as eventuais alocações originárias do MRE) e consumo, e a posição contratual líquida apurada por submercado e período de comercialização, sendo calculado conforme expressão a seguir:

$$NET_{a,s,j} = (TGG_{a,s,j} + MRE_{a,s,j} - TGGC_{a,s,j}) - (TRC_{a,s,j}) - (PCL_{a,s,j})$$

Onde:

$NET_{a,s,j}$  é o Balanço Energético do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”

$TGG_{a,s,j}$  é a Geração Total do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”  
 $MRE_{a,s,j}$  representa a Consolidação do Resultado do MRE do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”

$TGGC_{a,s,j}$  é o Consumo de Geração Total do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”  
 $PCL_{a,s,j}$  é a Posição Contratual Líquida por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

Representação Gráfica:

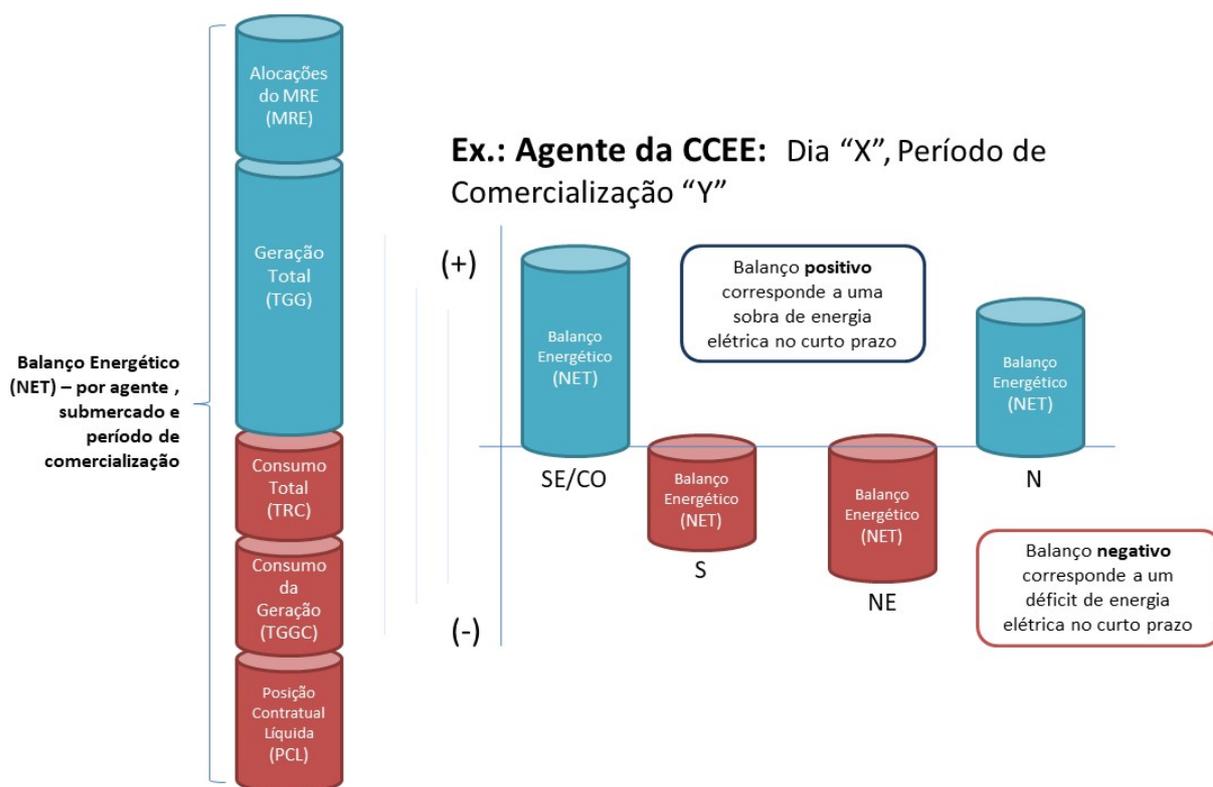


Figura 8: Exemplo de cálculo do balanço energético por agente, período de comercialização e submercado (SE/CO, S, NE e N)

### 2.1.1. Dados de Entrada do Cálculo do Balanço Energético

<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a" no submercado "s" para o período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Geração Total do Agente</b>		
<b>TGGC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo da geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) para o período de comercialização "j"
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Posição Contratual Líquida</b>		
<b>PCL<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à resultante da diferença entre os contratos de venda e de compra em que o perfil de agente “a” é contraparte. A Posição Contratual Líquida é calculada por submercado “s” e por período de comercialização “j”. Valores positivos indicam uma posição vendedora enquanto valores negativos correspondem a uma posição compradora de energia elétrica.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Determinação da Posição Contratual Líquida)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Geração Total do Agente</b>		
<b>TGG<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada de geração de cada perfil de agente “a” no submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) para o período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consolidação do Resultado do MRE</b>		
<b>MRE<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à totalização dos ajustes aplicados às usinas, participantes do MRE, do perfil de agente “a”, para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

**2.1.2. Dados de Saída do Cálculo do Balanço Energético**

<b>Balanço Energético do Agente</b>		
<b>NET<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consolidação das diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente "a", por submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) e por período de comercialização "j" de um ciclo contábil
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

**ANEXO IX**  
**Comprometimento de Usinas**  
**Versão 2021.2.0**

## **1. Introdução**

**Este módulo envolve:** As contrapartes dos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulada, exceto CCEARs por Quantidade.

O módulo de regras “Comprometimento de Usinas” trata da aplicação, no âmbito da CCEE, das cláusulas contratuais presentes nos contratos firmados entre os agentes, contratos estes previstos nos Decretos nº 5.163/04 e nº 6.353/08, contratos de energia de reserva, nos contratos de cota de garantia física, contratos estes previstos no Decreto nº 7.805/2012 e nos contratos de Cotas de Energia Nuclear.

O objetivo deste módulo é identificar os valores de geração e garantia física comprometidos com Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) e Contratos de Energia de Reserva (CER), e adicionalmente os atendimentos mensais e anuais das usinas comprometidas com estes tipos de contratos.

As apurações serão realizadas para os contratos regulados firmados a partir dos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Energia Existente (LEE).

As informações calculadas neste módulo serão utilizadas nos módulos de “Contratação de Energia de Reserva” e “Receita de Venda” para determinação das receitas a serem pagas e dos ressarcimentos devidos pelas usinas comprometidas com contratos regulados. O módulo “Penalidades de Energia” utiliza as informações fornecidas por este módulo para determinação do comprometimento das usinas com o ambiente regulado, para considerações a serem feitas no cálculo de lastro disponível como recurso para o agente.

Os módulos de regras “Medição Contábil”, “Garantia Física”, “Contratos”, “MRE”, “Reajuste da Receita de Venda” fornecem as informações para cálculo dos recursos energéticos comprometidos com os contratos regulados.

A [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Comprometimento de Usinas” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

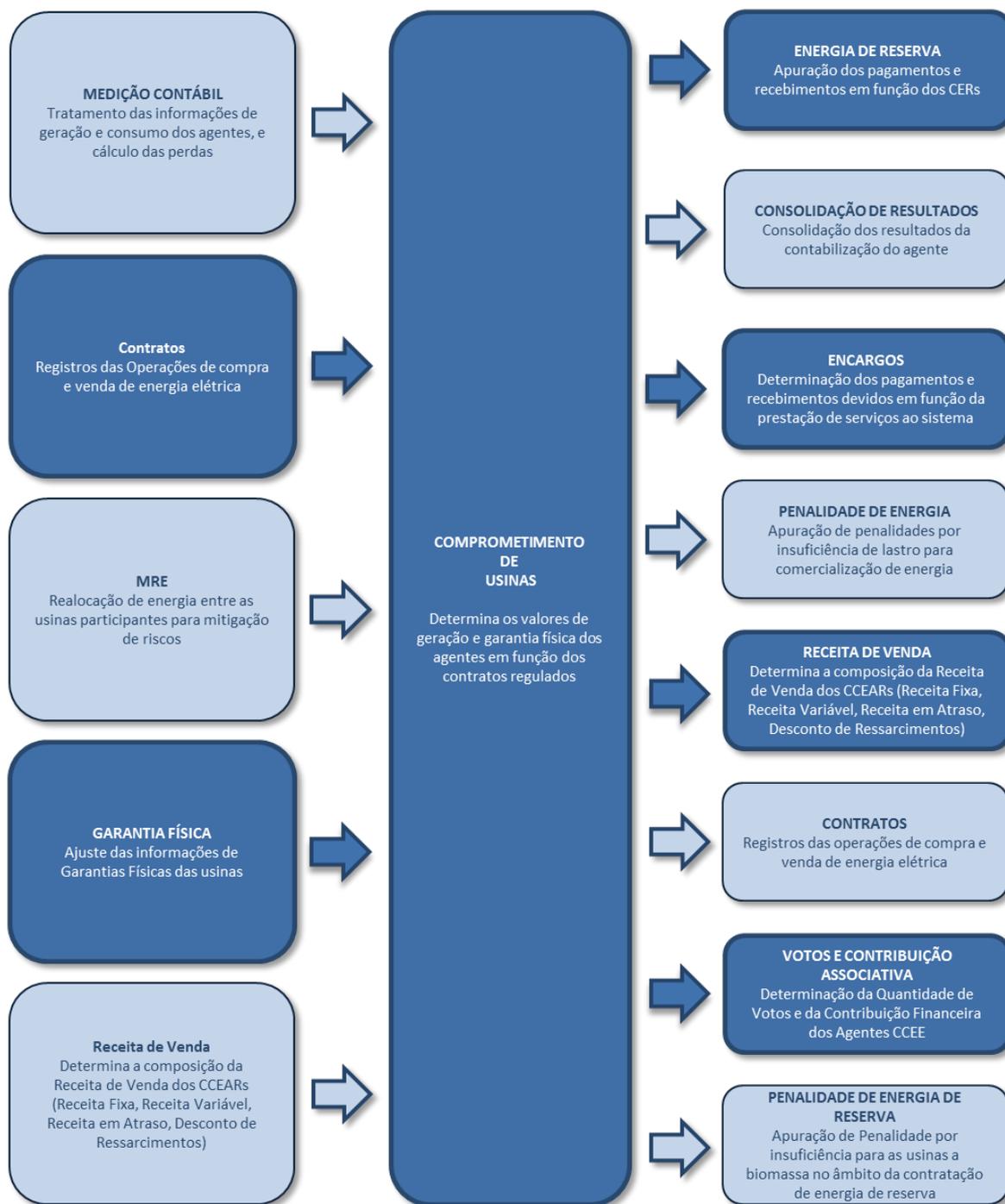


Figura 1: Relação do módulo Comprometimento de Usinas com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Comprometimento de Usinas”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo principal de apurar os percentuais de comprometimento e atendimentos dos agentes vendedores, relacionados com os contratos regulados:

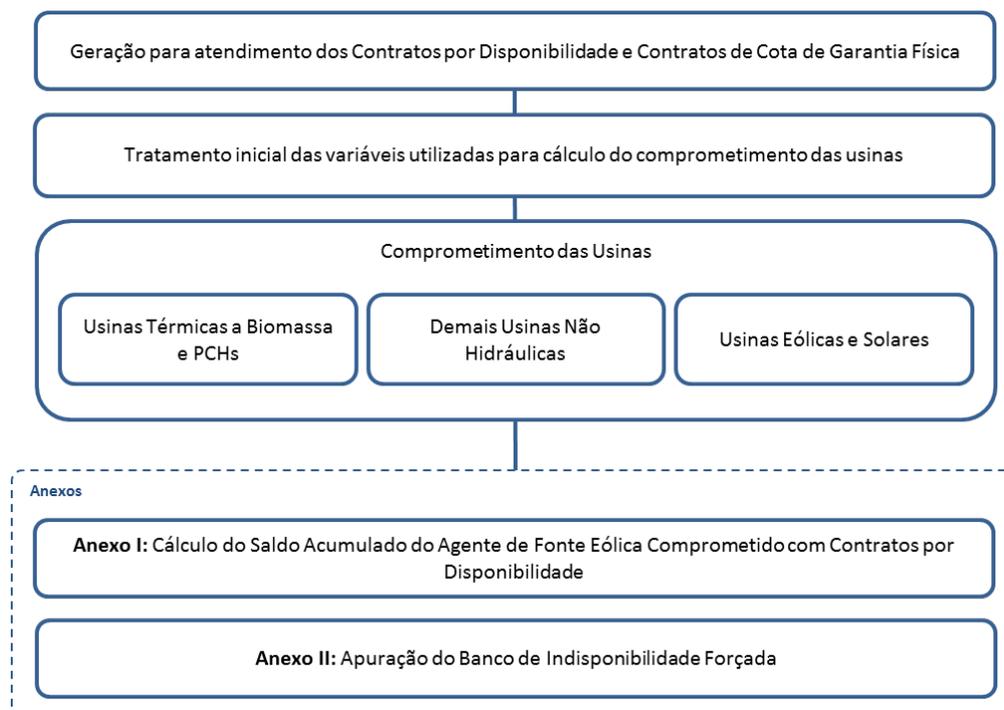


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do cálculo dos comprometimentos das usinas que serão detalhadas neste documento:

#### **Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear**

Estabelece a produção de energia associada a uma usina que é utilizada para atendimento dos contratos firmados nas modalidades disponibilidade, Cotas de Garantia Física e Cotas de Energia Nuclear.

#### **Tratamento inicial das variáveis utilizadas para usinas**

Apura o comprometimento das usinas com produtos regulados, a partir do valor declarado nos contratos, determinando assim a proporção de comprometimento cada usina com seus produtos negociados.

#### **Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados**

Apura o comprometimento e atendimento aos contratos regulados das usinas não hidráulicas (exceto PCHs e CGHs comprometidas com CERs), sob os aspectos de geração e de garantia física.

O cálculo dos comprometimentos e atendimentos são divididos em três grupos de usinas:

- **Usina Térmica a Biomassa, PCHs e CGHs:** Térmicas a biomassa com CVU nulo (Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III) comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER, e PCHs e CGHs comprometidas com CER.
- **Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA:** CVU não nulo (Modalidade de Despacho IA e IIA).
- **Usinas Eólicas e Solares:** usinas eólicas e solares, comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER.

#### **Anexo**

- **Cálculo do Saldo Acumulado do Agente de fonte eólica Comprometido com Contratos por Disponibilidade:** Determinar o saldo acumulado mensal e final de energia, da cada agente comprometido com contratos por disponibilidade de fonte eólica.

#### **1.1.2. Os Contratos por Disponibilidade**

Os contratos por disponibilidade, instituídos pelos Decretos nº 5.163/04 e nº 6.353/08, são utilizados para conceder tratamento específico às usinas não hidráulicas vencedoras dos leilões de energia regulados (LEE, LEN, LFA e LER), e para as PCHs e CGHs vencedoras dos leilões de energia de reserva. Essa modalidade de contratação prevê a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes compradores, exceto contratos por disponibilidade com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, e contratos de usinas a biomassa proveniente de leilões realizados de 2011 em diante, cabendo ao gerador o compromisso da manutenção da disponibilidade contratada nestes leilões.

A garantia física de uma usina comprometida com um contrato por disponibilidade, calculada pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, equivale ao montante de energia, expresso em MW médios, que essa usina é capaz de ofertar nos leilões. O proprietário da usina detém a prerrogativa de optar por vender no leilão a totalidade desta garantia física ou parte dela, neste último caso, viabilizando a negociação da sobra da sua garantia física em outro leilão ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Para usinas eólicas e solares vencedoras dos leilões de energia de reserva o vendedor ficará impedido de negociar o montante de energia gerada que for superior às energias contratadas em qualquer ambiente de comercialização.

##### **1.2.2.1 CCEAR, exceto CCEARs com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou II, e CCEARs de usinas a biomassa de leilões realizados de 2011 em diante**

No processo de contabilização, a energia disponível do agente vendedor é comparada com a energia comprometida nos contratos de venda e o resultado é repassado às distribuidoras, proporcionalmente ao montante contratado.

A geração verificada das usinas, bem como eventuais recebimentos por prestação de encargos de serviços do sistema também são repassados aos compradores, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas.

### 1.2.2.2 CCEARs com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou II, e CCEARs de usinas a biomassa de leilões realizados de 2011 em diante

Para as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega proveniente de leilões de energia nova ou energia existente e usinas a biomassa comprometidas com CCEAR de leilões realizados de 2011 em diante, na contabilização do MCP o resultado a ser repassado do agente vendedor para as distribuidoras é realizado a partir da obrigação mensal de entrega de energia, que para as usinas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA é definida com base no despacho por ordem de mérito econômico.

Para a usinas comprometidas com esse tipo de contrato, a geração verificada e os encargos são contabilizados para os vendedores, sendo repassadas para os compradores apenas as obrigações de entrega de energia no MCP, independentemente da geração verificada.

### 1.2.2.3 Relacionamentos entre usinas, produtos e leilões

A [Figura 3](#) ilustra o relacionamento entre as usinas e os produtos negociados em contratos por meio dos leilões. A figura exemplifica a condição de uma usina participante de um Leilão “L1”, ofertante de um determinado Produto “t1”, comprometida com contratos regulados com três distribuidoras participantes “A”, “B” e “C”.

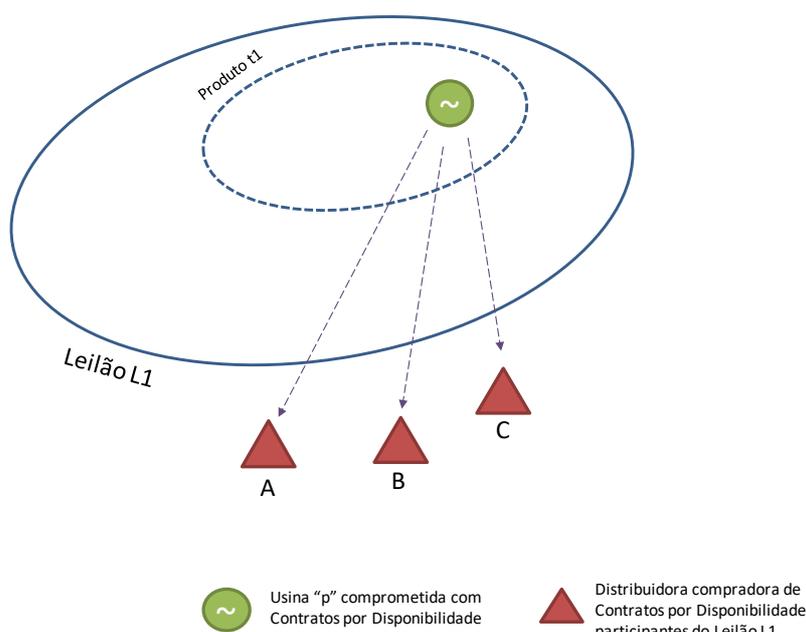


Figura 3: Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um Contrato por Disponibilidade

A [Figura 4](#) exemplifica a condição de uma usina comprometida com mais de um produto dentro de um mesmo leilão. Neste caso, cada parte da garantia física da usina é alocada para atendimento aos contratos firmados em ambos os produtos.

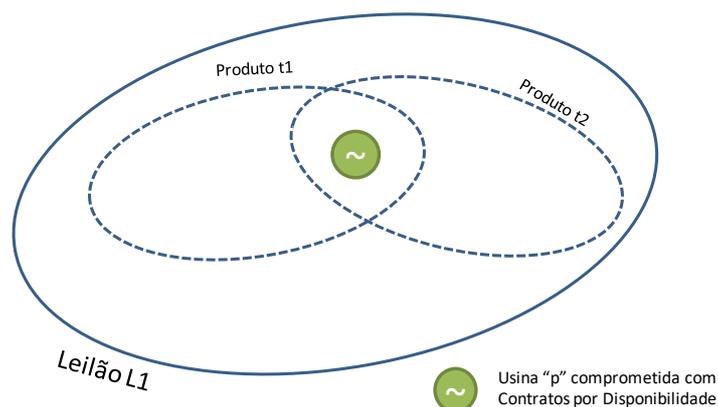


Figura 4: Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um Contrato por Disponibilidade

Além de uma mesma usina estar comprometida com mais de um produto dentro de um leilão, a atual legislação prevê a possibilidade de uma mesma usina participar em mais de um leilão em produtos diferentes, como ilustra a [Figura 5](#):

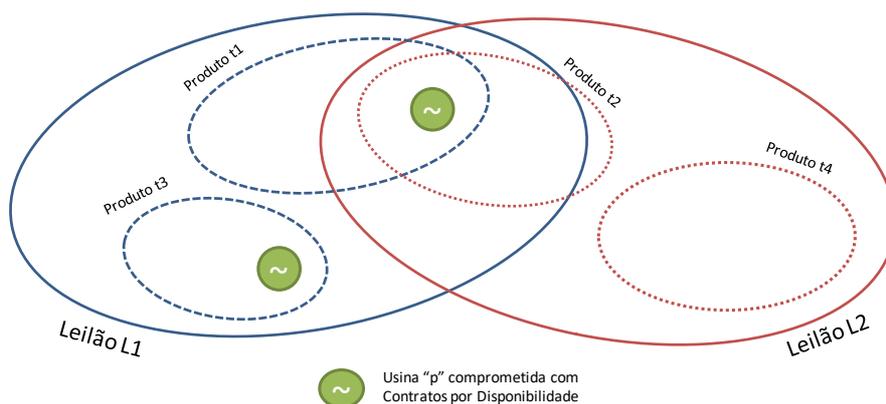


Figura 5: Representação das dimensões usina, produto e leilão relacionadas a um Contrato por Disponibilidade para uma usina que participou dos leilões L1 (produto t1) e L2 (produto t2) e para outra usina que participou apenas do L1 (produto t3)

A [Figura 6](#) exemplifica os relacionamentos contratuais firmados entre as usinas e as distribuidoras em duas situações de leilões realizados. Na figura, as distribuidoras "A", "B" e "C" participaram apenas do Leilão "L1", evento em que as usinas firmaram contratos por meio dos produtos "t1" e "t3". A distribuidora "D" participou dos dois Leilões "L1" e "L2" e a distribuidora "E" participou apenas do segundo leilão "L2":

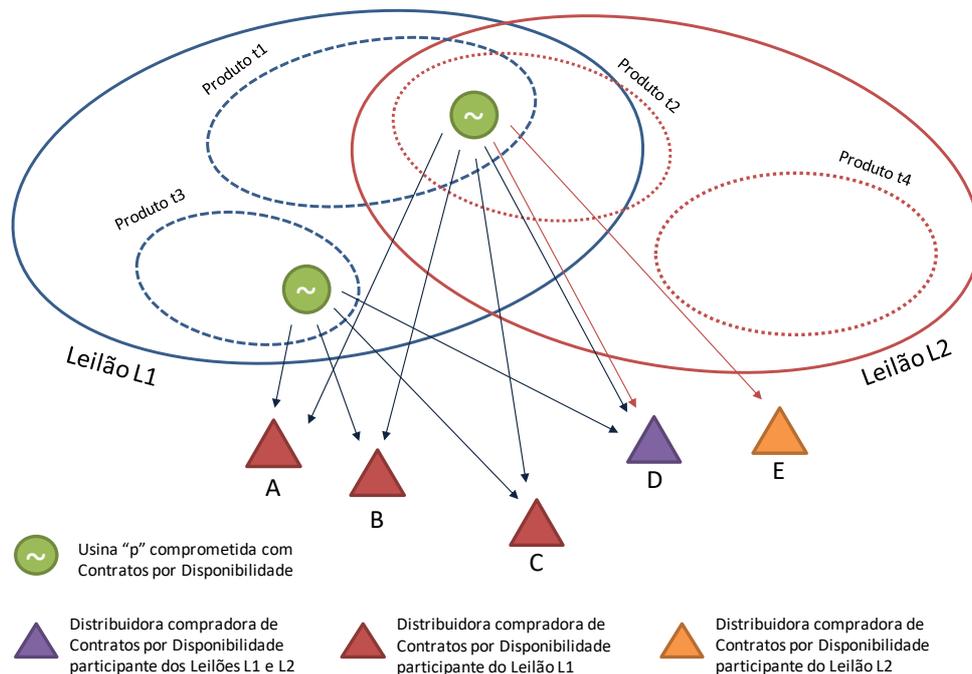


Figura 6: Representação das dimensões usina, produto e leilão, relacionadas aos Contratos por Disponibilidade para uma usina que participou dos leilões L1 (produto t1) e L2 (produto t2) e para outra usina que participou apenas do L1 (produto t3)

### 1.1.3. Os Contratos de Energia de Reserva (CER)

A contratação de Energia de Reserva tem por finalidade aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN por meio da contratação de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração especificamente destinados para esta finalidade.

Nos meses em que há geração das usinas comprometidas com CER, observado o período de apuração da entrega da energia contratada, a energia produzida será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP), sendo a receita auferida com essa liquidação repassada a um agente virtual, o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva (ACER), para posteriormente ser destinada à Conta de Energia de Reserva (CONER) para fins de composição dos recursos financeiros necessários para cobertura dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

Em decorrência dos leilões, os Agentes Vendedores de Energia de reserva celebram o Contrato de Energia de Reserva (CER) com a CCEE, sendo a Câmara uma instituição que representa todos os agentes de mercado que possuem consumo registrado na CCEE, agentes esses chamados de Usuários de Energia de Reserva. Conforme definido [em regulamentação específica na Resolução Normativa nº 337, de 2008](#), Usuário de Energia de Reserva é um agente de distribuição, consumidor livre, consumidor especial, autoprodutor na parcela da energia adquirida, agente de geração com perfil de consumo ou agente de exportação que seja agente da CCEE.

### 1.1.4. Os Contratos de Cota de Garantia Física (CCGFs)

Os Contratos de Cota de Garantia Física são utilizados para conceder tratamento específico às usinas que tiveram sua concessão renovada sob as diretrizes do Decreto nº 7.805/2012. Essa modalidade de

contratação prevê a assunção dos riscos hidrológicos, financeiros e operacionais por parte dos agentes compradores, cabendo ao gerador o compromisso da manutenção da disponibilidade da usina.

No processo de contabilização, a energia disponível do agente vendedor é repassada às distribuidoras, proporcionalmente aos percentuais de cotas definidos pela ANEEL.

A geração verificada das usinas, bem como eventuais recebimentos por prestação de serviço ancilar, especificamente o serviço de compensação síncrona, também são repassados aos compradores, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas.

A [Figura 7](#) ilustra o relacionamento entre as usinas e os respectivos cotistas.

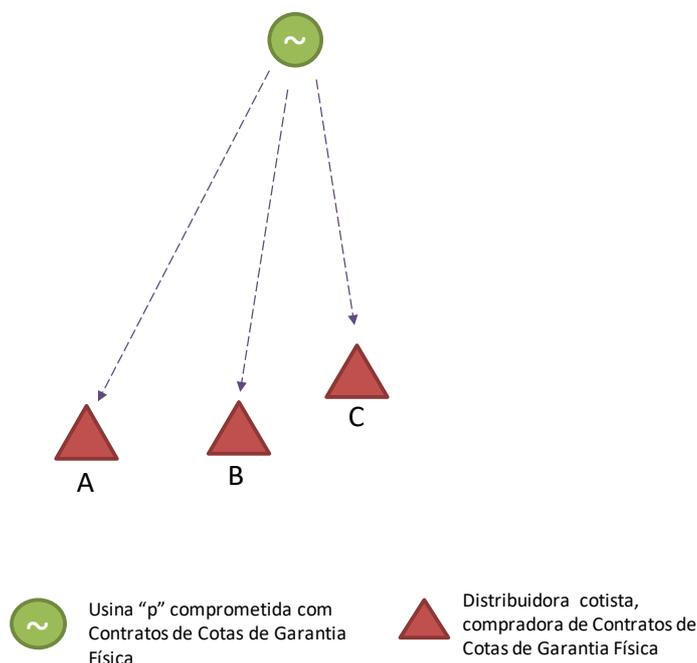


Figura 7: Representação da usina e respectivos cotistas vinculados a um Contrato de Cota de Garantia Física

### 1.1.5. Os Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCENs)

Os Contratos de Cotas de Energia Nuclear são utilizados para conceder tratamento específico às usinas de Angra sob as diretrizes do art. 10 da Lei nº 12.111/2009. Essa modalidade de contratação prevê a assunção dos riscos financeiros e operacionais por parte dos agentes compradores, cabendo ao gerador o compromisso da manutenção da disponibilidade da usina.

No processo de contabilização, a energia disponível do agente vendedor é repassada às distribuidoras, proporcionalmente aos contratos definidos pela ANEEL.

A geração verificada das usinas, bem como eventuais recebimentos por restrição de operação e segurança energética, são repassados aos compradores, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas.

## 2. Detalhamento das Etapas de cálculo do Comprometimento de Usinas

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Comprometimento de Usinas”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear

#### Objetivo:

Calcular a produção de energia associada a uma usina, disponível para atendimento dos contratos firmados na modalidade disponibilidade, CER, contratos de cotas de garantia física e contratos de cotas de energia nuclear.

#### Contexto:

A geração de uma usina comprometida com Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear pode produzir efeitos na posição de cada parte do contrato no Mercado de Curto Prazo e nos valores de faturamento da energia atrelada a esse tipo de relação contratual. Tendo em vista que, nos termos da [regulamentação específica Resolução Normativa nº 272/2007](#), o agente de geração pode gerar energia elétrica, fora da ordem de mérito de custo, de modo a compensar antecipadamente eventuais indisponibilidades de combustível, torna-se necessário identificar o tipo de geração incorrida para permitir a correta operacionalização dos contratos da modalidade disponibilidade. O submódulo “Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contrato de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear” determina a energia, oriunda de usinas comprometidas com os respectivos contratos, que pode ser alocada para os seus atendimentos.

A [Figura 8](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

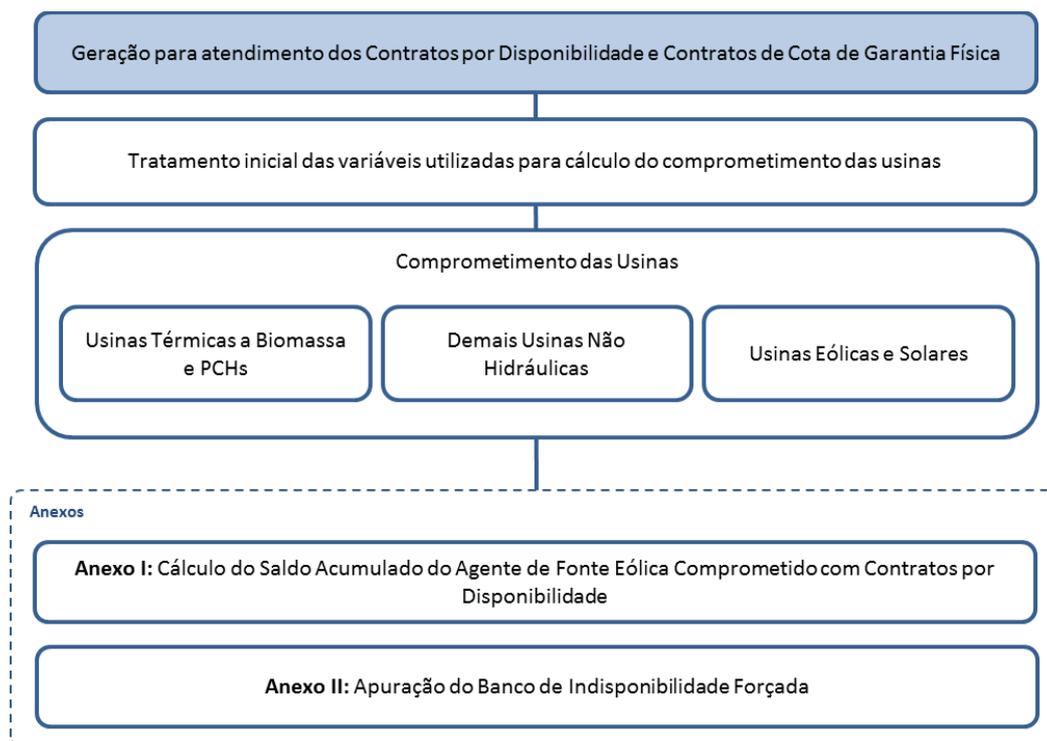


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

### 2.1.1. Detalhamento do Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade e Contratos de Cota de Garantia Física

O cálculo da geração destinada ao atendimento do contrato de cota de garantia física é base para apuração dos devidos efeitos de curto prazo a ser dado para agentes vendedores e compradores, e é realizado conforme os seguintes comandos e expressões:

1. A Geração Total a ser destinada ao Contrato de Cota de Garantia Física é calculada a partir da Geração Final da Usina após realocações de energia estabelecidos pelo MRE, definida pela expressão:

$$G_{CCGF\_TOT_{p,s,j}} = G_{p,j} + FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j}$$

$$p \in s$$

Onde:

$G_{CCGF\_TOT_{p,s,j}}$  é a Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de cota de garantia física da parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”.

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE\_S_{p,s,j}$  é o Fluxo de Energia do MRE no submercado para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”.

2. A Geração Final a ser destinada a cada Cotista por meio do Contrato de Cota de Garantia Física é calculada a partir da Geração Final da Usina após realocações de energia estabelecidas pelo MRE, e rateada entre os cotistas conforme Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física é definida por meio da seguinte expressão:

$$G\_CCGF_{a,p,s,j} = G\_CCGF\_TOT_{p,s,j} * F\_CCGF_{a,p,f}$$

Onde:

$G\_CCGF_{a,p,s,j}$  é a Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$G\_CCGF\_TOT_{p,s,j}$  é a Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de cota de garantia física da parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“p” parcela de usina comprometida com CCGF

“a” é o perfil de agente cotista

3. O Consumo de Geração a ser destinado a cada Cotista por meio do Contrato de Cota de Garantia Física é calculado a partir do total do Consumo de Geração Final da Usina, e rateado entre os cotistas conforme Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física. É definido por meio da expressão:

$$CG\_CCGF_{a,p,s,j} = CGF_{p,j} * F\_CCGF_{a,p,f}$$

$$p \in s$$

Onde:

$CG\_CCGF_{a,p,s,j}$  é o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CGF_{p,j}$  é o Consumo de Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“p” parcela de usina comprometida com CCGF

“a” é o perfil de agente cotista

O cálculo da geração disponível para atendimento dos contratos por disponibilidade é base para apuração dos devidos efeitos de curto prazo a ser dado para agentes vendedores e compradores, e também para a apuração dos ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores de contratos por disponibilidade, e é realizado conforme os seguintes comandos e expressões:

4. Os contratos por disponibilidade mencionados nesse documento correspondem aos CCEAR e aos CER, celebrados na modalidade “por disponibilidade”, referentes aos produtos negociados nos Leilões de Energia Existente (LEE), Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) ou Leilões de Energia de Reserva (LER).
  - 4.1. Em função do tratamento definido em suas cláusulas contratuais, os CER celebrados em leilões de Energia de Reserva na modalidade por quantidade serão tratados de forma análoga aos contratos por disponibilidade.

5. Os agentes poderão gerar energia elétrica através de usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo (O despacho das usinas realizado pelo ONS é definido segundo uma lógica econômica, pela geração de menor custo, com vistas à otimização dos recursos eletroenergéticos para atendimento aos requisitos de carga, considerando as condições técnicas do SIN), por sua conta e risco, de modo a compensar antecipadamente eventuais indisponibilidades de combustível, conforme regulamentação específica de que trata a Resolução Normativa nº 614, de 03 de junho de 2014.
6. A existência de geração fora da ordem de mérito de custo tem, na CCEE, efeito unicamente sobre o resultado do Agente no Mercado de Curto Prazo. Conforme previsto em regulamentação específica na Resolução Normativa nº 614, de 03 de junho de 2014, os efeitos da geração fora da ordem de mérito de custo ou de geração substituta sobre a indisponibilidade das usinas deverão ser capturados pela atualização dos valores de TEIF e TEIP, efetuada pelo ONS. A Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo é desconsiderada inicialmente da geração disponível.
7. A Geração Inflexível, realizada por necessidades do agente, será liquidada no mercado de curto prazo em nome do agente proprietário da usina, quando essa geração ocorrer em períodos em que a usina não estiver despachada pelo ONS e já tiver cumprido todos os seus compromissos contratuais de inflexibilidade. Quando a usina estiver despachada pelo operador, a geração inflexível é destinada para atendimento dos contratos regulados.
8. Para os CCEARs com obrigação de entrega não há destinação da geração das usinas termoeletricas aos compradores, portanto não é necessária a determinação da geração realizada por ordem mérito para o âmbito desses contratos.
9. A determinação da Geração Inflexível destinada para atendimento dos compromissos de inflexibilidade definidos em contrato é realizada para as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA.
- 9.1. A Geração Inflexível da usina é definida a partir do Fator de energia Inflexível da usina aplicado na Geração da Final da mesma, de acordo com a Expressão a seguir:

$$G\_INF_{p,j} = G_{p,j} * F\_INFC_{p,j}$$

Onde:

$G\_INF_{p,j}$  é a Geração Inflexível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_INFC_{p,j}$  é o Fator de Determinação da Energia Inflexível da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 9.1.1. O cálculo do Fator de Determinação da Energia Inflexível representa a relação entre a Geração Inflexível, definida pelo ONS, e a geração apurada por este:

$$F\_INFC_{p,j} = \min \left( 1; \frac{INFC_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_INFC_{p,j}$  é o Fator de Determinação da Energia Inflexível da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INFC_{p,j}$  é o Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

9.2. A Quantidade de energia necessária para atendimento da inflexibilidade comprometida com contratos é definida para todas as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA comprometidas com CCEAR por Disponibilidade de leilões realizados antes de 2011, e leva em conta as seguintes premissas:

9.2.1. Caso o mês de apuração seja janeiro, a Quantidade de energia necessária para atendimento da inflexibilidade comprometida em contratos da usina será igual ao valor da Inflexibilidade anual dos contratos nos quais a usina negociou, conforme expressão a seguir:

$$QNA\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m} = INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f}$$

Onde:

$QNA\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de energia Necessária para Atendimento da Inflexibilidade Contratual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f}$  é a Inflexibilidade Contratual Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

9.2.2. Para os demais meses a Quantidade necessária para atendimento da inflexibilidade comprometida com contratos corresponde à diferença positiva entre o valor da Inflexibilidade Anual dos contratos nos quais a usina negociou, e a Geração Inflexível Total até o mês anterior ao mês de apuração, de acordo com a expressão a seguir:

$$QNA\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m} = \max(0; INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f} - G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m-1})$$

Onde:

$QNA\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de energia Necessária para Atendimento da Inflexibilidade Contratual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f}$  é a Inflexibilidade Contratual Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m}$  é a Geração Inflexível Contratual Total acumulada dos meses anteriores ao mês de apuração do ano de apuração, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

9.2.2.1. A Inflexibilidade Contratual Anual é o valor da Inflexibilidade Anual determinada por produto, rateada na proporção do comprometimento anual de cada contrato que compõe um mesmo produto:

$$INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f} = INFLEX\_A_{p,t,l,f} * \frac{\sum_{m \in f} QM_{e,m}}{\sum_{e \in EPTL} \sum_{m \in f} QM_{e,m}}$$

Onde:

$INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f}$  é a Inflexibilidade Contratual Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_A_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano “f”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

9.2.3. A Geração Inflexível Preliminar para atendimento da inflexibilidade de cada contrato é calculada a partir da Geração Inflexível da usina em cada período de comercialização, rateada proporcionalmente pela quantidade remanescente a ser atendida no ano, conforme a seguinte expressão:

$$G\_INFLEX\_CTR\_PRE_{p,t,l,e,j} = G\_INF_{p,j} * F\_INF_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$G\_INFLEX\_CTR\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Inflexível Preliminar para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G\_INF_{p,j}$  é a Geração Inflexível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_INF_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Inflexibilidade de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

9.2.3.1. O Fator de Rateio de Inflexibilidade considera a necessidade de cada contrato para distribuir a geração inflexível de forma que todos os contratos sejam atendidos na proporção da quantidade remanescente anual, conforme a seguinte expressão:

$$F\_INF_{p,t,l,e,m} = \frac{QNA\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}{\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} \sum_{e \in EPTL} QNA\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$F_{INF_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Inflexibilidade de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QNA_{INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}$  é a Quantidade de energia Necessária para Atendimento da Inflexibilidade Contratual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

9.2.4. A Geração Inflexível para atendimento da inflexibilidade de cada contrato é calculada a partir da Geração Inflexível Preliminar da usina em cada período de comercialização, limitada pela quantidade necessária a ser atendida, através do Fator de Ajuste de Inflexibilidade Contratual, conforme a seguinte expressão:

$$G_{INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}} = G_{INFLEX\_CTR\_PRE_{p,t,l,e,j}} * F_{AJU\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$G_{INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}}$  é a Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G_{INFLEX\_CTR\_PRE_{p,t,l,e,j}}$  é a Geração Inflexível Preliminar para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F_{AJU\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Ajuste para Atendimento de Inflexibilidade Contratual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

9.2.5. O Fator de Ajuste de Inflexibilidade Contratual limita a entrega de inflexibilidade para o contrato de acordo com sua necessidade, conforme a seguinte expressão:

$$F_{AJU\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}} = \min \left( 1; \frac{QNA_{INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}}{\sum_{j \in m} G_{INFLEX\_CTR\_PRE_{p,t,l,e,j}}} \right)$$

Onde:

$F_{AJU\_INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Ajuste para Atendimento de Inflexibilidade Contratual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QNA_{INF\_CTR_{p,t,l,e,m}}$  é a Quantidade de energia Necessária para Atendimento da Inflexibilidade Contratual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G_{INFLEX\_CTR\_PRE_{p,t,l,e,j}}$  é a Geração Inflexível Preliminar para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

9.2.6. A Geração Inflexível Total destinada ao contrato consolida toda a destinação de geração inflexível para atendimento do compromisso contratual, pela soma dos valores já entregues no ano com a geração inflexível destinada para o contrato no mês, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês “m” for igual ao primeiro mês do ano contratual*

$$G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j} + ADDC\_G\_INFLEX_{p,t,l,e,m}$$

*Caso contrário:*

$$\begin{aligned} G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m} \\ &= G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m-1} + \sum_{j \in m} G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j} \\ &+ ADDC\_G\_INFLEX_{p,t,l,e,m} \end{aligned}$$

Onde:

$G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m}$  é a Geração Inflexível Contratual Total acumulada dos meses anteriores ao mês de apuração do ano de apuração, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_G\_INFLEX_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento à Inflexibilidade Contratual, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

9.3. A Geração Inflexível para atendimento da inflexibilidade de cada produto é calculada a partir da Geração Inflexível da usina em cada período de comercialização. Para contratos negociados em leilões anteriores à 2011, o cálculo considera a soma de todos os valores de geração inflexível destinada aos contratos do mesmo produto. Já para os contratos negociados em leilões realizados de 2011 em diante, a geração inflexível da usina é rateada proporcionalmente pela inflexibilidade contratada nos produtos dos quais a usina participou, conforme a seguinte expressão:

*Para produtos negociados em leilões de energia nova ou existente realizados antes de 2011*

$$G\_INFLEX_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}$$

*Para produtos negociados em leilões de energia nova ou energia existente realizados a partir de 2011*

$$G\_INFLEX_{p,t,l,j} = G\_INF_{p,j} * F\_INFLEX_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G\_INF_{p,j}$  é a Geração Inflexível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_INFLEX_{p,t,l,m}$  é o Fator de rateio da Inflexibilidade Mensal declarada em cada produto e leilão da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 9.3.1. O Fator de Rateio da Inflexibilidade declarada em cada produto define a proporção de participação da inflexibilidade declarada no produto em relação ao montante declarado de todos os produtos dos quais a usina participa, conforme segue:

*Para produtos negociados em leilões realizados antes de 2011*

$$F\_INFLEX_{p,t,l,m} = \frac{INFLEX\_A_{p,t,l,f}}{\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} INFLEX\_A_{p,t,l,f}}$$

*Para produtos negociados em leilões de energia nova ou energia existente realizados a partir de 2011*

$$F\_INFLEX_{p,t,l,m} = \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$F\_INFLEX_{p,t,l,m}$  é o Fator de rateio da Inflexibilidade Mensal em cada produto e leilão da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_A_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano “f”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

10. A produção de energia realizada fora da ordem de mérito de custo não pode ser considerada para atendimento dos contratos na modalidade disponibilidade, pois a decisão pela geração fora da lógica econômica do despacho do operador é de responsabilidade exclusiva do agente proprietário da usina. Desta forma, a Geração Final Fora da Ordem de Mérito é definida pela aplicação do percentual de representação da geração fora da ordem de mérito, definida pelo ONS, em relação à geração apurada pelo ONS, na Geração Final da Usina, conforme expressão abaixo:

$$G\_GFOM_{p,j} = \min \left( 1; \frac{GFOM_{p,j} + GSUB\_ONS_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right) * G_{p,j}$$

Onde:

$G\_GFOM_{p,j}$  é a Geração Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFOM_{p,j}$  é a Geração Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_SUB\_ONS_j$  é a Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização, “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

11. A Geração Inflexível realizada fora da Ordem de Mérito é obtida pela diferença entre a Geração realizada na hora e todas as outras classificações realizadas pelos ONS, uma que a Geração Verificada referente a Ordem de Mérito contém eventual inflexibilidade realizada durante o período considerado como Ordem de Mérito do ONS, conforme expressão abaixo:

$$\begin{aligned} INFC\_NDOMP_{p,j} &= G\_VOP_{p,j} - G\_VOP\_DOMP_{p,j} - GFOM_{p,j} - G\_SUB\_ONS_{p,j} - G\_ONS\_SEG_{p,j} \\ &\quad - G\_ONS\_CONST\_ON_{p,j} - UNIT_{p,j} - G\_ONS\_RESPOP_{p,j} \end{aligned}$$

Onde:

$INFC\_NDOMP_{p,j}$  é o Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_VOP\_DOMP_{p,j}$  é a Geração Verificada na Ordem de Mérito pelo Operador do Sistema da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFOM_{p,j}$  é a Geração Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_SUB\_ONS_{p,j}$  é a Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina “p” despachada por mérito de custo por período de comercialização “j”

$G\_ONS\_SEG_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Segurança Energética da Indisponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_ONS\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Constrained-On da Indisponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização, “j”

$UNIT_{p,j}$  é o Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Unit Commitment de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_ONS\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

12. A Geração Inflexível Final Fora da Ordem de Mérito é definida pela aplicação do percentual de representação da geração inflexível fora da ordem de mérito, definida pelo ONS, em relação à geração apurada pelo ONS, na Geração Final da Usina, conforme expressão abaixo:

$$G\_INF\_NDOMP_{p,j} = \min \left( 1, \frac{INFC\_NDOMP_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right) * G_{p,j}$$

Onde:

$G\_INF\_NDOMP_{p,j}$  é a Geração Inflexível Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$INFC\_NDOMP_{p,j}$  é o Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

13. A Geração Inflexível Disponível será determinada pelo maior valor entre a Geração Inflexível Fora do Mérito, que não é alocada ao contrato, e a Geração Inflexível total, que alocada ao contrato após considerações com relação ao percentual de comprometimento, conforme seguinte equação:

$$G\_INF\_DISP_{p,j} = \max \left( G\_INF\_NDOMP_{p,j}; \sum_{l \in LP} \sum_{t \in PTL} G\_INFLEX_{p,t,l,j} \right)$$

Onde:

$G\_INF\_DISP_{p,j}$  é a Geração Inflexível Disponível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_INF\_NDOMP_{p,j}$  é a Geração Inflexível Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

14. A Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade é calculada a partir da Geração Final da Usina, considerando a Geração Final de Testes provenientes de Unidades Geradoras Atestadas como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, descontadas a Geração Final Fora da Ordem de Mérito e a Geração Inflexível entregue para contratos regulados, definida pela expressão:

- 14.1. Para usinas termoeletricas modalidade de despacho IA ou IIA:

$$G\_DISP_{p,j} = (G_{p,j} + \mathbf{GFT\_APTA}_{p,j}) - G\_GFOM_{p,j} - G\_INF\_DISP_{p,j} - \mathbf{G\_RESPOP}_{p,j}$$

Onde:

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$G\_GFOM_{p,j}$  é a Geração Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_INF\_DISP_{p,j}$  é a Geração Inflexível Disponível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Realizada para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

14.2. Para demais usinas:

$$G\_DISP_{p,j} = (G_{p,j} + GFT\_APTA_{p,j})$$

Onde:

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

14.3. A Geração de Teste proveniente de unidades geradoras atestadas como apta a entrar em operação comercial é definida a partir do fator de teste de unidades aptas, aplicado na Geração Final de Teste da mesma usina, de acordo com a expressão a seguir:

$$GFT\_APTA_{p,j} = GFT_{p,j} * F\_TAPTA_{p,j}$$

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_TAPTA_{p,j}$  é o Fator de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usinas comprometida com contrato por disponibilidade

14.4. O Fator de Teste de unidades geradoras atestadas como aptas a entrar em operação comercial é a proporção da potência atestada como apta a entrar em operação comercial em relação ao total de potência em teste, expresso por:

$$F\_TAPTA_{p,j} = \frac{\sum_{i \in \overline{PMAQ}} \sum_{i \in UGACA} CAP_{i,j}}{\sum_{i \in \overline{PMAQ}} CAP_{i,j}}$$

Onde:

$F\_TAPTA_{p,j}$  é o Fator de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”. Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

“UGACA” é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

14.5. A Geração Realizada para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa considera a proporção da geração verificada pelo ONS que foi considerada como atendendo a esse despacho, aplicada sobre a geração final da parcela de usina:

$$G\_RESPOP_{p,j} = G_{p,j} * \frac{G\_ONS\_RESPOP_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}}$$

Onde:

$G\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Realizada para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_ONS\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

15. A Geração Inflexível do produto gerada Fora da Ordem de Mérito é definida pela aplicação do percentual de representação da geração inflexível final fora da ordem de mérito com relação a geração inflexível total do período de comercialização, conforme expressão abaixo:

$$G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j} = G\_INFLEX_{p,t,l,j} * \frac{G\_INF\_NDOMP_{p,j}}{G\_INF_{p,j}}$$

Onde:

$G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INF\_NDOMP_{p,j}$  é a Geração Inflexível Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_INF_{p,j}$  é a Geração Inflexível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

16. Por sua vez, a diferença entre a geração inflexível total e a geração inflexível fora do mérito, alocada ao produto, será considerada uma geração inflexível na ordem de mérito do produto, conforme seguinte expressão:

$$G\_INFLEX\_DOMP_{p,t,l,j} = G\_INFLEX_{p,t,l,j} - G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j}$$

Onde:

$G\_INFLEX\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

17. Por fim, a geração realizada por ordem de mérito durante o período de comercialização, é determinada pela relação entre a geração com essa classificação proveniente do ONS e a geração total da usina, também apurada pelo ONS, aplicada à geração no centro de gravidade, conforme seguinte equação:

$$G\_DOMP_{p,j} = G_{p,j} * \frac{G\_VOP\_DOMP_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}}$$

Onde:

$G\_DOMP_{p,j}$  é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização

$G\_VOP\_DOMP_{p,j}$  é a Geração Verificada na Ordem Mérito pelo Operador do Sistema da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

### 2.1.2. Detalhamento do Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear

O cálculo da geração destinada ao atendimento dos contratos de Cotas de Energia Nuclear é base para apuração dos efeitos de curto prazo a ser dado para agentes vendedores e compradores, e é realizado conforme os seguintes comandos e expressões:

18. A Geração Total a ser destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear é calculada a partir da soma da Geração Final da Usina, definida pela expressão:

$$G_{CCEN\_TOT_{a,s,j}} = \sum_{p \in a} G_{p,j}$$

$$\forall p \in s$$

Onde:

$G_{CCEN\_TOT_{a,s,j}}$  é a Geração Total Disponível para Atendimento aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear do perfil de agente vendedor “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

“p” parcela de usina comprometida com CCEN

19. A Geração Final a ser destinada a cada agente distribuidor por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear é calculada a partir da Geração Final da Usina e rateada entre os agentes distribuidores conforme Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear, definido por meio da expressão:

$$G_{CCEN_{a,s,j}} = G_{CCEN\_TOT_{a^*,s,j}} * F_{CCEN_{a,m}}$$

Onde:

$G_{CCEN_{a,s,j}}$  é a Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$G_{CCEN\_TOT_{a,s,j}}$  é a Geração Total Disponível para Atendimento aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear do perfil de agente vendedor “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F_{CCEN_{a,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear para de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

“a\*” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

“a” é o perfil de agente do distribuidor cotista

20. O Consumo de Geração a ser destinado a cada agente distribuidor por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear é calculado a partir do total de consumo de geração da usina e rateado entre os agentes distribuidores conforme Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear. É definido por meio da expressão:

$$CG_{CCEN_{a,s,j}} = TGGC_{a^*,s,j} * F_{CCEN_{a,m}}$$

Onde:

$CG_{CCEN_{a,s,j}}$  é o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TGG_{a,s,j}$  é o Consumo de Geração Total do perfil de agente vendedor de CCEN “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F_{CCEN_{a,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

“a\*” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

“a” é o perfil de agente do distribuidor cotista

### 2.1.3. Dados de Entrada do Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Geração Inflexível Mensal</b>		
<b>ADDC_G_INFLEX<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento à Inflexibilidade Contratual, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consumo da Geração Final da Usina</b>		
<b>CGF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Consumo associado a uma parcela de usina “p” ajustado, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fluxo de Energia do MRE no Submercado</b>		
<b>FLUXO_MRE_S<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Fluxo de Energia do MRE no Submercado para a parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Determinação dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
<b>F_CCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear para cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>		
<b>G_ONS_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>		
<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada na Ordem de Mérito pelo Operador do Sistema</b>		
<b>G_VOP_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada na Ordem de Mérito pelo Operador do Sistema da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada na Ordem de Mérito pelo Operador do Sistema</b>		
<b>G_ONS_SEG<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Segurança Energética da Indisponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Constrained On da Indisponibilidade</b>		
<b>G_ONS_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Constrained On da Indisponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>		
<b>G_ONS_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador do Sistema para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Unit Commitment</b>		
<b>UNIT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador do Sistema por Unit Commitment de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Fora da Ordem de Mérito</b>		
<b>GFOM<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de energia produzida por uma parcela de usina “p”, fora da ordem de mérito de custo, definida pelo ONS por período de comercialização, “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física</b>		
<b>F_CCGF<sub>a,p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Anual</b>		
<b>INFLEX<sub>A<sub>p,t,l,f</sub></sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível da Usina</b>		
<b>INFC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia inflexível verificada pelo ONS em tempo real para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS,
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil

		(Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Consumo de Geração Total</b>		
<b>TGGC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração Total do perfil de agente vendedor de CCEN “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Substituta Efetiva</b>		
<b>G_SUB_ONS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização, “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.1.4. Dados de Saída do Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear

		<b>Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade</b>
<b>G_DISP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia utilizado para atendimento e apuração dos eventuais ressarcimentos devidos em razão dos contratos por disponibilidade negociados

		por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final na Ordem de Mérito</b>		
<b>G_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final Fora da Ordem de Mérito</b>		
<b>G_GFOM<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>G_CCGF_TOT<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de Cota de Garantia Física da parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração destinada ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>G_CCGF<sub>a,p,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Geração destinado ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>CG_CCGF<sub>a,p,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina

		“p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Geração destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>	
<b>G_CCEN<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a” por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Consumo de Geração destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>	
<b>CG_CCEN<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a” por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Geração Inflexível da Usina</b>	
<b>G_INF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Geração Inflexível Disponível</b>	
<b>G_INF_DISP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Disponível da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Geração Inflexível Final Fora da Ordem de Mérito</b>	
<b>G_INF_NDOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Realizada para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>		
<b>G_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Realizada para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Determinação da Energia Inflexível da usina</b>		
<b>F_INFPC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Determinação da Energia Inflexível da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de rateio da Inflexibilidade</b>		
<b>F_INFLEX<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Fator de rateio da Inflexibilidade Contratada em cada produto e leilão da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Despachada por Necessidade do Agente</b>		
<b>G_DNA<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Despachada por Necessidade do Agente de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível</b>		
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Inflexível Destinada ao Contrato</b>		
<b>G_INFLEX_CTR<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito</b>		
<b>G_INFLEX_NDOMP<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Inflexível Contratual Total</b>		
<b>G_INFLEX_TOT<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Contratual Total acumulada dos meses anteriores ao mês de apuração do ano de apuração, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito</b>		
<b>INFC_NDOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Inflexibilidade Contratual Anual</b>		
<b>INFLEX_CTR_A<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh

Valores  
Possíveis

Positivos ou Zero

## 2.2. Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados

### Objetivo:

Preparar as variáveis para a determinação do comprometimento das usinas, no que se refere à garantia física e à produção de energia, para atendimento dos contratos regulados.

### Contexto:

O comprometimento das usinas com contratos regulados pode variar de acordo com o tipo de geração, como também pelo leilão onde foram realizados os contratos. No entanto, muitas variáveis são determinadas de forma idêntica para todos os contratos regulados. A [Figura 9](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

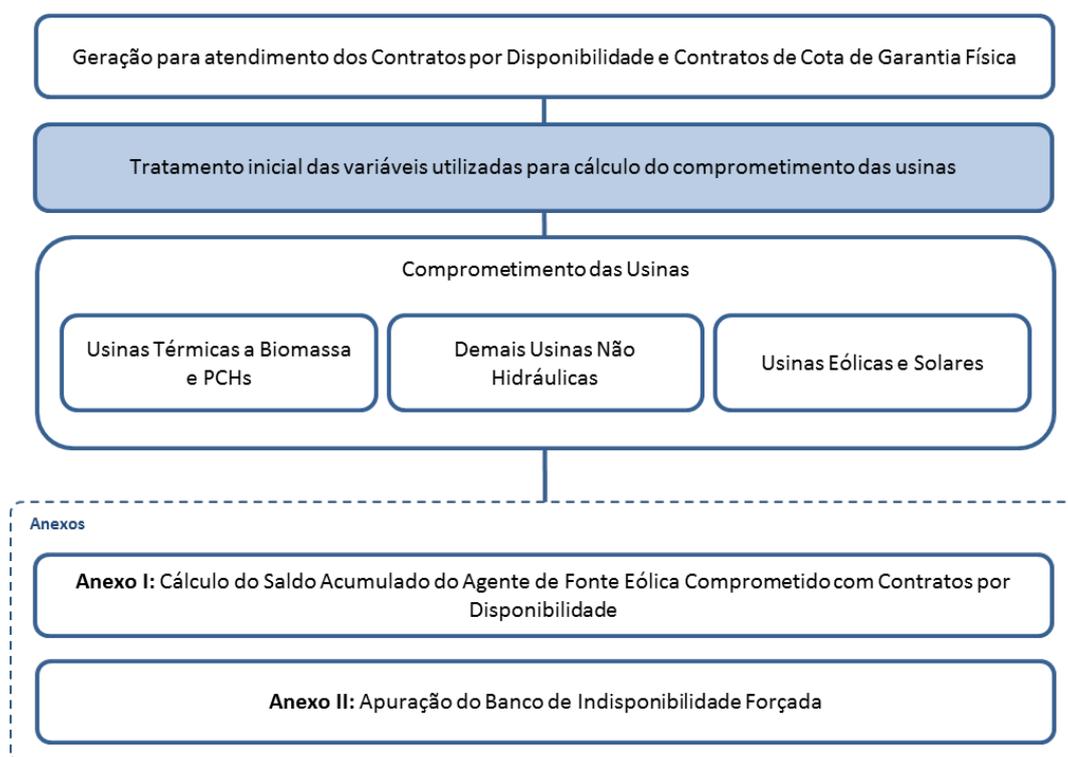


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

### 2.2.1. Detalhamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados

O comprometimento das usinas com cada produto negociado em leilão depende do vínculo estabelecido entre a dimensão usina e o perfil de agente no sistema. Essa relação de dependência existe porque todos os relacionamentos comerciais firmados no âmbito da CCEE envolvem diretamente os agentes e não as usinas.

Uma vez estabelecidos os vínculos entre as “parcelas de usinas” e os “perfis de agentes”, criados para a correta apuração do cumprimento das disposições constantes dos contratos regulados, o processo de cálculo do comprometimento das usinas é composto pelos seguintes comandos e expressões:

21. Para determinar comprometimento de garantia física da usina com contratos por disponibilidade é preciso verificar o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade. Esse valor é obtido pela soma da garantia física comprometida em todos os produtos e leilões, conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_GF\_PROD_{p,m} = \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} GF\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT\_GF\_PROD_{p,m}$  é o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

- 21.1. A Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em CCEAR por Disponibilidade, refere-se ao montante de energia em MW médios comprometido pelas usinas com esses contratos, expresso pela relação entre a quantidade sazonalizada de contrato e o número de horas do mês pertencente ao período de suprimento. Deste modo, a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade é expressa por:

$$GF\_PROD_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}{M\_HORAS_m}$$

Onde:

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 21.2. A Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos de Energia de Reserva refere-se ao volume de energia em MW médio comprometido pelas usinas com esses

contratos no mês. Durante o período de antecipação será expressa pela Quantidade de Energia de Antecipação do CER. Deste modo, a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade é expressa por:

*Durante o período de entrega de suprimento do CER:*

$$GF\_PROD_{p,t,l,m} = QEC\_CER\_MED_{p,t,l,f^{CER}}$$

*Durante o período de antecipação:*

$$GF\_PROD_{p,t,l,m} = GF\_ANT_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER\_MED_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano de entrega “ $f^{CER}$ ”

$GF\_ANT_{p,t,l,f^{CER}}$  Quantidade de Energia Declarada de Antecipação para o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”

### Importante:

Para os agentes vendedores de energia de reserva em que há previsão no CER de antecipação do período de suprimento, e que manifestem interesse na aplicação desta condição contratual, o horizonte de antecipação incidirá sobre o montante de energia passível de antecipação, sendo que a cada conjunto de horas definido em  $NHCER_{p,t,l,f^{CER}}$  será considerado como ano de entrega “ $f^{CER}$ ” do período de antecipação e estará vinculado à Quantidade de Energia de Antecipação do CER.



**OBS:**  $f_{-1}^{CER} = f_{-2}^{CER} = f_{-3}^{CER} = NHCER_{p,t,l,f^{CER}}$

22. O Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva, utilizado para identificar o grau de comprometimento da Garantia Física da usina com cada produto e leilão, é obtido pela relação entre a Garantia Física comprometida com o produto por disponibilidade

e CER, e a Garantia Física Ajustada pelas Perdas da usina no período em que o contrato estiver no período de suprimento, limitado a 100%, conforme a seguinte expressão:

$$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m} = \left( \frac{GF\_PROD_{p,t,l,m}}{GF\_AP_{p,m}} \right) * FAC\_PROD_{p,m}$$

Onde:

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GF\_AP_{p,m}$  é a Garantia Física Ajustada pelas Perdas da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$FAC\_PROD_{p,m}$  é a Fator de Ajuste do Comprometimento da Garantia Física com o Produto da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Caso o início de suprimento do produto não ocorra na primeira hora do primeiro dia do mês, o comprometimento será apurado apenas a partir do início de suprimento.

Nos casos em que contrato prever início de suprimento vinculado a operação comercial da usina deverá ser considerada a data de entrada da primeira unidade geradora.

22.1. Como a energia efetivamente vendida por uma usina no leilão já é considerada no centro de gravidade, deve-se, portanto, garantir que a garantia física comprometida com o contrato e a respectiva geração entregue no contrato sejam correspondente a tal premissa do leilão, que embasou o ICB (Índice de Custo Benefício). Portanto, caso a usina possua perda interna e/ou participa do rateio das perdas de rede básica, o Percentual de Comprometimento deve ser ajustado (aumentado) para que a usina entregue a garantia física comprometida com o contrato e a respectiva geração prevista no ICB. Logo, a Garantia Física Ajustada pelas Perdas que, caso aplicável, aumentará o comprometimento das usinas é determinada conforme expressão:

$$GF\_AP_{p,m} = (GF_p * F\_PDI\_GF_{p,f-1}) * UXP\_GLF\_MIN_{p,m}$$

Onde:

$GF\_AP_{p,m}$  é a Garantia Física Ajustada pelas Perdas da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

$UXP\_GLF\_MIN_{p,m}$  é o Menor Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” no mês de apuração “m”

- 22.1.1. O fator de rateio de perdas da Rede Básica utilizado para ajuste da Garantia Física da usina é determinado pelo menor valor, verificado no mês, do Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina, que representa o período de comercialização que ocorreu a maior perda da Rede Básica. Dessa forma, o Menor Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina é dado pela seguinte expressão:

$$UXP\_GLF\_MIN_{p,m} = \min_m(UXP\_GLF_{p,j})$$

Onde:

$UXP\_GLF\_MIN_{p,m}$  é o Menor Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

“ $\min_m$ ” refere-se ao dado de menor valor horário compreendido no mês de apuração “m”

- 22.2. O Fator de Ajuste do Comprometimento da Garantia Física com o Produto é determinado para ajustar o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade, caso o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos seja superior à Garantia Física da usina ajustada pelas perdas. Dessa forma, o Fator de Ajuste do Comprometimento da Garantia Física com o Produto é determinado conforme a seguinte expressão:

$$FAC\_PROD_{p,m} = \min\left(1; \frac{GF\_AP_{p,m}}{TOT\_GF\_PROD_{p,m}}\right)$$

Onde:

$FAC\_PROD_{p,m}$  é a Fator de Ajuste do Comprometimento da Garantia Física com o Produto da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF\_AP_{p,m}$  é a Garantia Física Ajustada pelas Perdas da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TOT\_GF\_PROD_{p,m}$  é o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

23. O Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade, utilizado para identificar a proporção de geração da usina comprometida com cada produto e leilão, é dado pelo mesmo valor do Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva, que faz essa relação, e é calculado inclusive para usinas que possuem pelo menos uma unidade geradora com status de apta em qualquer período de comercialização no mês. No entanto,

para produtos que possuam obrigação de entrega, como não há destinação de geração no MCP, esse valor não é calculado, conforme a seguinte expressão:

$$PCG\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Importante:

Para usinas hidráulicas, a partir do 10º LER, eólicas, solares fotovoltaicas comprometidas com CER, o contrato define que durante o período de suprimento, incluindo período de antecipação, toda a geração da usina ficará comprometida com a respectiva energia contratada, sendo assim o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos ( $PCG\_PROD_{p,t,l,m}$ ) assume o valor de 1 nesse caso.

24. Para as usinas comprometidas com leilões de energia de reserva, o montante comercializado é expresso por:

$$QM\_CER_{a,m} = \left( \sum_{p \in a} \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} GF\_PROD_{p,t,l,m} \right) * M\_HORAS_m$$

Onde:

$QM\_CER_{a,m}$  é a Quantidade mensal do Contrato de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

## 2.2.2. Dados de Entrada do Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados

<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER</b>		

<b>QEC_CER_MED<sub>p,t,l,fc</sub></b> ER	Descrição	Quantidade Média de Energia Comprometida com o CER, com base na quantidade anual declarada nos contratos, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de entrega $f^{CER}$
	Unidade	MWm
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Energia Declarada de Antecipação para o CER

<b>GF_ANT<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Quantidade de Energia declarada pelo Agente a ser destinada ao CER referente a antecipação na entrada em operação comercial da parcela de usina “p”, vinculada ao produto, “t”, do leilão “l”, do período de apuração da antecipação da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina

<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída do Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados

<b>GF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade</b>	
	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de

		usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade mensal do Contrato de Energia de Reserva

QM_CER <sub>a,m</sub>	Descrição	Quantidade mensal do Contrato de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos

PCGFP_PROD <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos

PCG_PROD <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Garantia Física Comprometida com Produtos

TOT_GF_PROD <sub>p,m</sub>	Descrição	Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio

Valores Possíveis	Positivos ou Zero
-------------------	-------------------

### 2.3. Determinação do Comprometimento de UTEs a Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR ou CER, e PCHs e CGHs comprometidas com CER

#### Objetivo:

Prosseguir com a continuidade do cálculo do comprometimento para o caso das usinas geradoras a biomassa com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR ou CER, e PCHs e CGHs comprometidas com CER, no que se refere à garantia física e à produção de energia, para atendimento dos contratos por disponibilidade.

#### Contexto:

A informação do comprometimento das usinas vinculadas aos contratos por disponibilidade é base para a determinação dos eventuais ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores desta modalidade contratual, e será calculado nos módulos de “Contratação de Energia de Reserva” e “Receita de Venda de CCEARs”. A [Figura 10](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

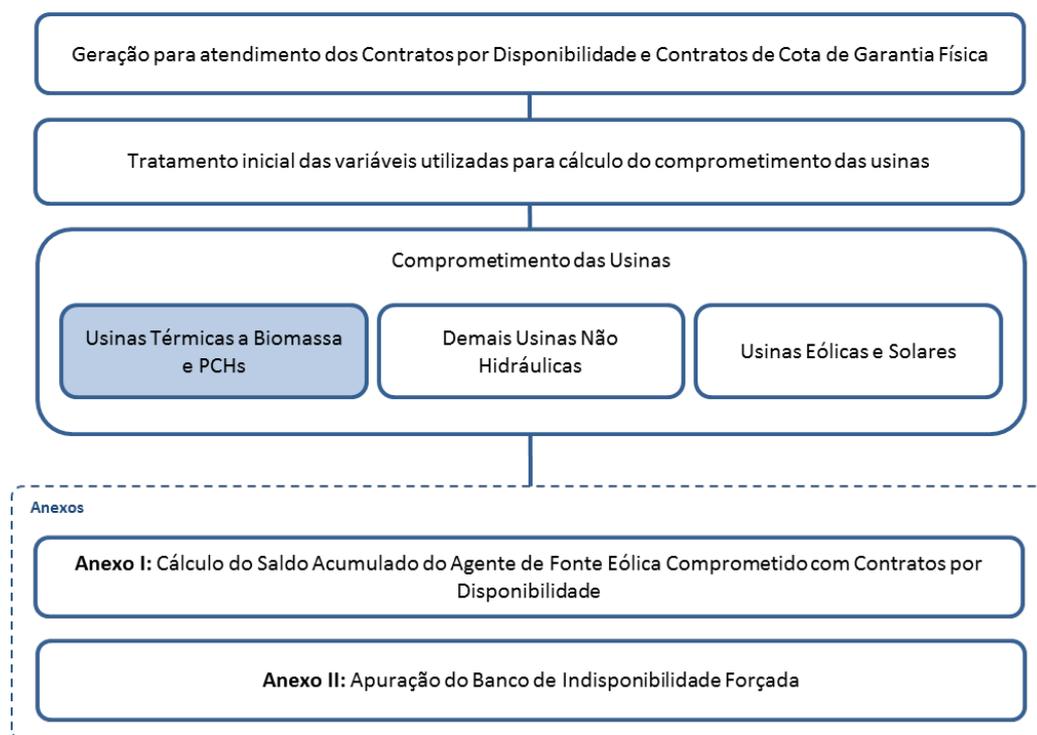


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

**2.3.1. Detalhamento do cálculo do comprometimento de usinas a biomassa (modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC e III) comprometidas com contratos por disponibilidade provenientes de leilões anteriores a 2011, ou CER, e usinas PCHs e CGHs comprometidas com CER.**

25. A quantidade de energia necessária para atendimento aos produtos negociados por disponibilidade (CCEAR-D e CER-D) e Contratos de Energia de Reserva por Quantidade (CER-Q), deve ser calculada mensalmente, uma vez que toda a energia gerada acima do compromisso contratual, no período de apuração do contrato, é de propriedade do agente vendedor.

25.1. Para produtos negociados em CCEAR:

25.1.1. Caso seja o primeiro mês de apuração do ano contratual, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto será o somatório do montante contratado no período de vigência do contrato, determinado pelo produto entre o montante médio contratado e a quantidade de horas equivalentes para o mesmo período do contrato, conforme segue:

$$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \sum_{m \in f^{CCEAR}} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m)$$

Onde:

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

“ $f^{CCEAR}$ ” é o período de apuração do ano contratual do CCEAR

25.1.2. Para os demais meses de apuração, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto representa a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada acumulada até o mês anterior ao mês de apuração, expressa por:

$$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \sum_{m \in f^{CCEAR}} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) - G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m-1}$$

Onde:

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CCEAR}$ ” é o período de apuração do ano contratual do CCEAR

### Importante:

Nos primeiros meses de apuração de cada ano, as quantidades de energia necessárias para atendimento dos produtos negociados na modalidade disponibilidade referem-se à própria quantidade anual comprometida.

Nos demais meses do ano, as quantidades de energia necessárias levam em consideração os volumes **NÃO** atendidos nos meses imediatamente anteriores aos meses de apuração.

- 25.1.3. A Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, representa o total necessário para atendimentos ao produto como um todo da usina, pela consolidação dos contratos pertencentes a esse:

$$QNA\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

- 25.2. Para produtos negociados em CER:

- 25.2.1. Caso o mês de apuração “m” **NÃO** esteja compreendido entre os meses da Janela de Apuração da Energia do CER referente ao ano de apuração “ $f^{CER}$ ”, e a usina não esteja antecipando a entrega de energia ao CER, então não há compromisso anual a ser atendido nesse período:

$$QNA\_CER_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$QNA\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 25.2.2. Caso o mês de apuração “m”, seja o 1º mês da Janela de Apuração da Energia do CER referente ao ano de apuração “ $f^{CER}$ ”, como ainda não há geração destinada ao atendimento

do produto, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER equivalerá à Quantidade de Energia Comprometida com o CER de todas as usinas integrantes do mesmo CER, então:

$$QNA\_CER_{p,t,l,m} = \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$QNA\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “p” integrantes do mesmo CER

25.2.3. Para os demais meses da Janela de Apuração da Energia do CER referente ao ano de apuração, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER equivale à quantidade de energia não gerada para atendimento ao compromisso contratual do CER de todas as usinas integrantes do mesmo CER, então:

$$QNA\_CER_{p,t,l,m} = \max \left( 0; \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} - \sum_{p \in PCER} G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m-1} \right)$$

Onde:

$QNA\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m-1}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, termelétrica a biomassa, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m-1”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “p” integrantes do mesmo CER

25.2.4. Caso o mês de apuração “m”, seja o 1º mês dentro da Janela de antecipação de entrega da Energia ao CER referente ao ano de apuração de antecipação “f-n”, como ainda não há geração destinada ao atendimento da energia declarada de antecipação, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER equivalerá a Quantidade de Energia de Antecipação do CER de todas as usinas integrantes do mesmo CER, então:

$$QNA\_CER_{p,t,l,m} = \sum_{p \in PCER} QEA\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$QNA\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QEA\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia de Antecipação para o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “p” integrantes do mesmo CER

- 25.2.5. Caso o mês de apuração “m”, seja o 1º mês dentro da Janela de antecipação de entrega da Energia ao CER referente ao ano de apuração de antecipação “f<sup>CER</sup>-n”, a Quantidade de Energia de Antecipação declarada pelo Agente equivalerá a Quantidade de Energia de Antecipação para o CER, então:

$$QEA\_CER_{p,t,l,f^{CER}} = GF\_ANT_{p,t,l,f^{CER}} * NHCERP_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$QEA\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia de Antecipação para o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$GF\_ANT_{p,t,l,f^{CER}}$  Quantidade de Energia Declarada de Antecipação para o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$NHCERP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Número de Horas Utilizado para Determinação da Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, por produto “t” e leilão “l”, do período de entrega de suprimento do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

- 25.2.6. Para os demais meses da Janela de antecipação de entrega da Energia ao CER referente ao ano de apuração de antecipação “f-n”, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER equivale à quantidade de energia não gerada para atendimento da energia declarada de antecipação do CER de todas as usinas integrantes do mesmo CER, então:

$$QNA\_CER_{p,t,l,m} = \max \left( 0; \sum_{p \in PCER} QEA\_CER_{p,t,l,f^{CER}} - \sum_{p \in PCER} G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m-1} \right)$$

Onde:

$QNA\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QEA\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia de Antecipação para o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m-1}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, termelétrica a biomassa, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m-1”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “p” integrantes do mesmo CER

**Importante:**

Todas as usinas comprometidas com um dado CER terão o mesmo valor de  $QNA\_CER_{p,t,l,m}$  e esse valor representa o montante de energia remanescente do contrato, e não um compromisso individual da parcela de usina “p”.

25.2.7. A Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, representa o total necessário para atendimentos do CER:

$$QNA\_PROD_{p,t,l,m} = QNA\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

26. O Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos por Disponibilidade determina a alocação inicial de geração para os contratos, sem considerar eventuais realocações de energia do ambiente livre para o regulado. É utilizado para apurar o montante de energia que está sendo destinado ao contrato, identificando o montante livre de compromissos, e que pode ter tratamento por realocações, ou que pode compor lastro no ACL.

26.1. Caso a usina não tenha cumprido com o seu compromisso anual de atendimento aos contratos regulados, no mês de apuração, o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade (CCEAR-D e CER-D) ou CER Quantidade será igual ao Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados, conforme a expressão:

*Se  $QNA\_PROD_{p,t,l,m} > 0$ , então:*

$$PCP\_PROD_{p,t,l,m} = PCG\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

26.2. Caso a usina já tenha cumprido com o seu compromisso anual de atendimento dos contratos por disponibilidade ou CER Quantidade, a usina não necessita alocação de energia para

atendimento destes contratos e o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos Negociados é igual a zero:

Se  $QNA\_PROD_{p,t,l,m} = 0$ , então:

$$PCP\_PROD_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

27. Caso a usina não tenha cumprido com o seu compromisso anual de atendimento aos contratos regulados, no mês de apuração, a Geração de Verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou CER Quantidade é dada conforme a expressão:

$$G\_V\_PROD_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j} \right) * PCP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_V\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

28. O Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto identifica se a geração destinada ao produto é mais que suficiente para atender aos compromissos contratuais no ano, pela relação entre a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto e a Geração de Verificação para Atendimento do Comprometimento.

- 28.1. Para produtos negociados em CCEAR, o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto será calculado conforme a expressão abaixo:

$$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_PROD_{p,t,l,m}}{G\_V\_PROD_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_V\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

28.2. Para produtos negociados em CER, o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto é calculado com base na Geração Preliminar de Verificação Destinada ao Atendimento do Produto de todo o conjunto de usinas integrantes do mesmo CER, expresso por:

$$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_PROD_{p,t,l,m}}{\sum_{p \in PCER} G\_V\_PROD_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_V\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “p” integrantes do mesmo CER

29. O Percentual da Geração Não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade revela o percentual da garantia física livre de compromissos no ambiente regulado da usina, no mês de apuração, e é dado pelo complementar aritmético da soma dos percentuais preliminares de comprometimento da garantia física da usina, com todos os produtos negociados em contratos por disponibilidade ou CER Quantidade, em todos os leilões. Também é considerado o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, que reduz o percentual preliminar, em caso de a geração destinada ser mais que suficiente para atendimento aos contratos, conforme a seguintes equação:

$$PG\_NCL_{p,m} = 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} (PCP\_PROD_{p,t,l,m} * PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m})$$

Onde:

$PG\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Geração Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

30. O Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometida revela o percentual da garantia física livre da usina, no mês de apuração, e é dado pelo complementar aritmético da soma dos percentuais preliminares de comprometimento da garantia física da usina, com todos os produtos negociados em contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva, em todos os leilões, e é expresso por:

$$PGF\_NCL_{p,m} = 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PGF\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

31. O cálculo da Geração Final Livre Preliminar é realizado com base na Geração Disponível para atendimento aos contratos regulados aplicada ao Percentual da Geração Não Comprometido com Leilões da mesma usina, expresso por:

$$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j} = G\_DISP_{p,j} * PG\_NCL_{p,m}$$

Onde:

$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PG\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Geração Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

32. A determinação da Garantia Física não comprometida com os produtos, disponível para lastrear a eventual geração realocada da usina do ambiente livre para o regulado, deve considerar todos os seus comprometimentos regulados:

- 32.1. O cálculo da Garantia Física Apurada Livre Preliminar é realizado com base na Garantia Física Apurada da usina aplicada ao Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometida da mesma usina, expresso por:

$$GFIS\_ACL\_PRE_{p,j} = GFIS_{p,j} * PGF\_NCL_{p,m}$$

Onde:

$GFIS\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PGF\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 32.2. O cálculo da Garantia Física Livre Mensal determina o lastro disponível para acompanhar eventuais realocações mensais de energia do ambiente livre par ao regulado, sendo determinada pela Garantia Física Apurada Livre Preliminar, descontando o compromisso com Contratos Bilaterais Regulados e eventuais saldos negativos resultantes de compromissos com contratos por Disponibilidade e Contratos Bilaterais Regulados que somem acima de 100% em um mês, expresso por:

$$= \sum_{j \in m} GFIS\_ACL\_PRE_{p,j} - \sum_{\substack{e \in CBR \\ e \in p}} QM_{e,m} \\ + \min(0; GFIS\_ACL\_PRE_{p,m-1} + ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE_{p,m-1})$$

Onde:

$GFIS\_ACL\_PRE_{p,m}$  é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m”

$GFIS\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE_{p,m-1}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m-1”

33. O agente proprietário poderá informar mensalmente o percentual de intenção de realocação da Geração Final Livre para atendimento dos contratos existentes no ambiente regulado.
34. O cálculo da Geração Preliminar a ser realocada para o Ambiente regulado, é calculado pela aplicação do Percentual Declarado para Atendimento ao Produto sobre a Geração Disponível Livre Preliminar, conforme a expressão:

$$GRAR\_CLA_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j} \right) * PD\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar a ser Realocada para o Ambiente Regulado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no mês de apuração “m”

$PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Declarado para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

35. O Limitador de Realocação garante que a geração realocada pelo agente para atendimento a contratos regulados tenha lastro associado, e é definido pela relação entre a Garantia Física Apurada Livre Preliminar e a Geração Preliminar a ser realocada para o Ambiente Regulado, conforme a expressão:

$$LIM\_RLC\_PROD_{p,m} = \min \left( 1; \frac{\max(0; GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m})}{\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$LIM\_RLC\_PROD_{p,m}$  é o Limitador de Realocação da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m}$  é a Garantia Física Livre Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m”

$GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar a ser Realocada para o Ambiente Regulado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

36. O cálculo da Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado é calculado pela aplicação do Limitador de Realocação sobre a Geração Preliminar a ser realocada para o Ambiente Regulado, e é expresso por:

$$GRAR\_CLA_{p,t,l,m} = GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m} * LIM\_RLC\_PROD_{p,m}$$

Onde:

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar a ser Realocada para o Ambiente Regulado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$LIM\_RLC\_PROD_{p,m}$  é o Limitador de Realocação da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

### Importante:

Para usina termelétrica a biomassa, com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, comprometida com CER, o agente proprietário só poderá informar o Percentual Declarado para Atendimento ao Produto ( $PD\_PROD_{p,t,l,m}$ ) negociado por CER, nos meses compreendidos na Janela de Apuração da Energia do CER. Para os demais meses, o Percentual Declarado para Atendimento ao Produto ( $PD\_PROD_{p,t,l,m}$ ) será igual zero. Para produtos referentes ao 4º LER, o valor de  $PD\_PROD_{p,t,l,m}$  será igual a zero durante toda a vigência do contrato.

37. O Percentual Ajustado de Geração Comprometida com o Produto, considera a eventual transferência de recursos para atendimento aos produtos, e é expresso pelo produto do

Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina e o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao produto, e acrescido do Percentual não Comprometido com Leilões Utilizado para Atender o Produto, dado por:

$$PCA\_PROD_{p,t,l,m} = (PCP\_PROD_{p,t,l,m} * PNA\_PROD_{p,t,l,m}) + PR\_G_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Ajustado de Geração de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PR\_G_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Realocação da Geração Disponível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

37.1. O Percentual de Realocação da Geração Disponível, é expresso pela razão obtida entre a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado e a Geração Disponível, conforme equação abaixo:

$$PR\_G_{p,t,l,m} = \frac{GRAR\_CLA_{p,t,l,m}}{\sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j}}$$

Onde:

$PR\_G_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Realocação da Geração Disponível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

38. O Percentual Ajustado de Comprometimento de Garantia Física com o Produto, considera a eventual transferência de recursos para atendimento aos produtos, e é expresso pelo resultado do Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina acrescido do Percentual não Comprometido com Leilões Utilizado para Atender o Produto, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m} + PR\_GF_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia

de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PR\_GF<sub>p,t,l,m</sub> é a o Percentual de Realocação da Garantia Física Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para usinas hidráulicas comprometidas com CER, a partir do 10º LER, toda a garantia física da usina ficará comprometida com o respectivo leilão, sendo assim o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva (PCGF\_PROD<sub>p,t,l,m</sub>) assume o valor de 1 nesse caso.

38.1. O Percentual de Realocação da Garantia Física Apurada, é expresso pela razão obtida entre a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, considerando a Realocação Excedente de Garantia Física, e a Garantia Física Apurada da usina, conforme equação abaixo:

$$PR\_GF_{p,t,l,m} = \frac{GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m}}{\sum_{j \in m} GFIS_{p,j}}$$

Onde:

PR\_GF<sub>p,t,l,m</sub> é a o Percentual de Realocação da Garantia Física Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

GF\_RLC\_EXCD<sub>p,t,l,m</sub> é a Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

GFIS<sub>p,j</sub> é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

38.1.1. A Realocação Excedente de Garantia Física limita o montante da alocação ao produto de Garantia Física para lastrear a geração realocada ao produto, de forma a não ser destinada mais Garantia Física que o necessário, e é definida conforme a seguinte expressão:

$$GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m} = \min \left( GRAR\_CLA_{p,t,l,m}; \max(0; QNA\_PROD_{p,t,l,m} - G\_V\_PROD_{p,t,l,m}) \right),$$

Onde:

GF\_RLC\_EXCD<sub>p,t,l,m</sub> é a Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

GRAR\_CLA<sub>p,t,l,m</sub> é a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

QNA\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

G\_V\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

39. A Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, é calculada pela aplicação do Percentual Ajustado de Comprometimento com o Produto na Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade, para cada usina, produto e leilão, no mês de apuração, e é expresso por:

$$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j} \right) * PCA\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Ajustado de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

40. O Percentual Necessário para Atendimento ao Produto verifica se a geração destinada para atendimento ao produto, após eventuais realocações de energia livre de compromissos para atendimento ao produto é mais que suficiente para atender à quantidade anual comprometida, considerando a relação entre a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto e a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto proveniente destes empreendimentos.

- 40.1. Para produtos comprometidos em CCEAR, o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto é expresso por:

$$PNA\_PROD_{p,t,l,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_PROD_{p,t,l,m}}{G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 40.2. Para produtos negociados em CER, o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto é calculado considerando a geração proveniente do conjunto de usinas integrantes de um mesmo CER, expresso por:

$$PNA\_PROD_{p,t,l,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_PROD_{p,t,l,m}}{\sum_{p \in PCER} G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “p” integrantes do mesmo CER

41. O cálculo do Percentual de Comprometimento com Produtos negociado no leilão, considera as particularidades da contratação e o grau de comprometimento com os produtos negociados na modalidade por disponibilidade ou Energia de Reserva na modalidade quantidade. Sendo assim:

$$PC\_PROD_{p,t,l,m} = PCA\_PROD_{p,t,l,m} * PNA\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Ajustado de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Importante:

Para usinas hidráulicas comprometidas com CER, a partir do 10º LER, toda a geração da usina ficará comprometida com a respectiva energia contratada, sendo assim o Percentual de Comprometimento com Produtos ( $PC\_PROD_{p,t,l,m}$ ) assume o valor de 1 nesse caso.

42. Para produtos negociados em CCEAR:

- 42.1. O Fator de Destinação de Geração é calculado para considerar os momentos em que a redução de contratos, conforme regulamentação específica, no âmbito da REN 711/2016 provoca um descolamento entre as proporções de comprometimento e requisito para atendimento ao produto, de forma a limitar a entrega de energia para o contrato somente no montante necessário para completar a sua quantidade anual:

Se:  $QNA\_PROD_{p,t,l,m} > G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  então:

$$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}{\sum_{j \in m} (G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m})} \right)$$

Caso contrário:

$$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m} = \frac{QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}{\sum_{j \in m} (G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m})}$$

Onde:

$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Destinação de Geração de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

42.2. A Geração Destinada para Atendimento ao Contrato faz a destinação de geração da usina para os contratos com os quais esteja comprometida, pela aplicação da proporção de comprometimento desse contrato sobre a geração disponível para o atendimento, sendo o valor final limitado pela quantidade necessária para cumprimento do montante anual comprometido:

$$G\_CTR_{p,t,l,e,j} = G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m} * F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Destinação de Geração de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

42.3. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto concatena a entrega realizada para todos os contratos de um mesmo produto, e é expressa por:

$$G\_PROD_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} G\_CTR_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

42.4. A Geração Mensal para Atendimento ao Contrato realiza a consolidação mensal de toda a Geração Destinada para Atendimento para cada CCEAR no mês de apuração, expresso por:

$$GM\_PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} G\_CTR_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$GM\_PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

43. Para produtos referentes à Leilões de Energia de Reserva

43.1. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto, relaciona a Geração Disponível para Atendimento com o Percentual de Comprometimento com produtos, vinculado a cada usina:

$$G\_PROD_{p,t,l,j} = G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### **Importante:**

Para usinas hidráulicas comprometidas com CER, a partir do 10º LER, toda a geração da usina ficará comprometida com a respectiva energia contratada, sendo assim o Percentual de Comprometimento com Produtos ( $PC\_PROD_{p,t,l,m}$ ) assume o valor de 1 nesse caso.

43.2. A Geração Mensal para Atendimento ao Produto realiza a consolidação mensal da Geração Destinada para Atendimento ao Produto no mês de apuração, expresso por:

$$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

44. O Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto acumula, ao longo de um determinado período de apuração, os volumes de Geração Mensal para Atendimento ao Produto necessários para o cumprimento da obrigação contratual de entrega de energia.

44.1. Para negociados em CER, o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto acumula os volumes referentes à Geração Mensal para Atendimento ao Produto, seja ao longo da Janela de Apuração da Energia do CER ou durante o período de antecipação:

$$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{m \in MPCER} (GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m})$$

Onde:

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MPCER$  é o conjunto de meses compreendidos no período de apuração de entrega da energia ao CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, da parcela de usina “p”

44.2. Para produtos negociados em CCEAR, o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto representa o total de geração destinada para o produto até o momento:

$$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

44.2.1. Para produtos negociados em CCEAR, o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto acumula os volumes referentes à Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR ao longo da janela de apuração:

$$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \sum_{m \in f^{CCEAR}} (GM\_PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + ADDC\_G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$GM\_PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Total Destinada para Atendimento ao CCEAR, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CCEAR}$ ” é o período de apuração do ano contratual do CCEAR

### Representação Gráfica

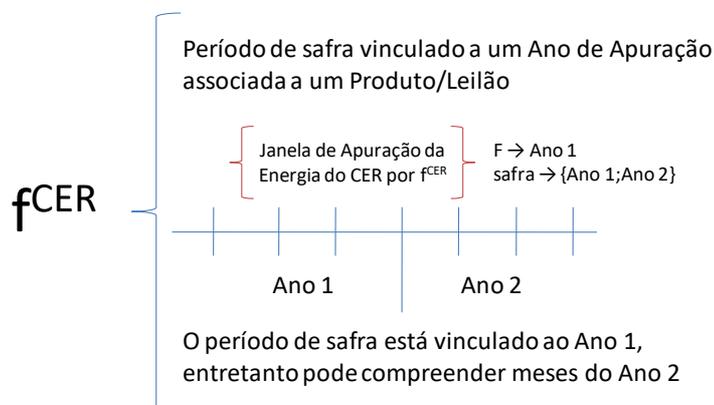


Figura 11: Conceito do Ano de Apuração  $f^{CER}$

45. O cálculo da Geração Disponível Livre apura o quanto de energia gerada pela usina não foi destinada para o atendimento dos seus compromissos contratuais, e é realizado com base na Geração Final da usina, descontada da Geração Destinada para Atendimento ao Produto de todos os comprometimentos da usina, expresso por:

$$G\_DISP\_ACL_{p,j} = G_{p,j} - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$G\_DISP\_ACL_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

46. O cálculo da Quantidade de Garantia Física Horária não Comprometida apura a quantidade de Garantia Física que não foi destinada para os compromissos contratuais da usina, e é realizado com base na Garantia Física Apurada da usina pelo complementar aritmético do Percentual de Comprometimento com Produtos da mesma usina, expresso por:

$$GFIS\_ACL_{p,j} = GFIS_{p,j} * \left( 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGF\_PROD_{p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$GFIS\_ACL_{p,j}$  é a Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no período de apuração “j”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

47. O cálculo da Quantidade de Garantia Física não Comprometida no mês é realizado pela somatória dos valores horários do mês de apuração descontando eventuais compromissos com Contratos Bilaterais Regulados e saldos negativos resultantes de compromissos com contratos por Disponibilidade e Contratos Bilaterais Regulados que somem acima de 100% em um mês:

$$GFIS\_ACL\_M_{p,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} GFIS\_ACL_{p,j} - \sum_{\substack{e \in CBR \\ e \in p}} QM_{e,m} + \min \left( 0; (GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m-1} + ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m-1}) \right) \right)$$

Onde:

GFIS\_ACL\_M<sub>p,m</sub> é a Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

GFIS\_ACL<sub>p,j</sub> é a Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no período de apuração “j”

QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

GFIS\_ACL\_PRE\_M<sub>p,m-1</sub> é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m-1”

ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE\_M<sub>p,m-1</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m-1”

48. A quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada é apurada mensalmente e refere-se ao volume de energia contratada não atendida pelo vendedor até então.

48.1. Para produtos negociados em CCEAR, a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada é expressa pela diferença entre o montante anual contratado, expresso pelo montante médio contratado multiplicado pelo número de horas no ano contratual, e o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR no mesmo período, conforme a expressão:

$$QA\_NG_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; \left( \sum_{m \in f^{CCEAR}} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right) - G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

QA\_NG<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

MMC<sub>e,m</sub> é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

G\_TOT\_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CCEAR</sup>” é o período de apuração do ano contratual do CCEAR

48.2. Para produtos negociados em CER, a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada é expressa pela diferença entre a Quantidade de Energia Comprometida com CER e o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, conforme a expressão:

$$QA\_NG\_CER_{p,t,l,m} = \max \left( 0; (QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} - G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}) \right)$$

Onde:

$QA\_NG\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,fCER}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia ao CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 2.3.2. Detalhamento da obrigação mensal de entrega das usinas a biomassa comprometidas com CCEAR referentes a leilões realizados a partir de 2011

Para os leilões realizados a partir de 2011, inclusive, foi inserida a figura da obrigação de entrega de energia, sendo assim, não é necessária a determinação dos comprometimentos da geração com os referidos leilões, uma vez que o vendedor irá assumir os efeitos contábeis no MCP até o limite da obrigação de entrega mensal definida no CCEAR.

49. A Obrigação Mensal de Entrega de Energia é determinada a partir da verificação da completa motorização até o primeiro de janeiro do ano de referência. Caso a usina esteja totalmente motorizada, a obrigação será de acordo com a definida no contrato, caso contrário o valor da obrigação de entrega será o próprio montante sazonalizado do contrato, conforme as seguintes equações:

*Se a completa motorização da usina ocorrer até 1º janeiro do ano de referência:*

$$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} = OBE\_PROD\_C_{p,t,l,e,m} * M\_HORAS_m$$

*Caso contrário:*

$$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} = QM_{e,m}$$

$$\forall m \in f^{CCEAR}$$

Onde:

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD\_C_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação de Entrega de Energia definida no Contrato da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

A Obrigação Mensal de Entrega de Energia identifica a obrigação contratual do vendedor, e é utilizada para a definição da obrigação horária, define a exposição no MCP. A Obrigação de Entrega Horária também identifica possíveis períodos em que a usina se encontra apta a entrar em operação comercial, isentando-a proporcionalmente da obrigação de entrega nesses casos.

Para contratos que sofreram reduções bilaterais, conforme regulamentação específica no âmbito das RENS nº 711/2016 e 693/2015, a obrigação de entrega poderá ter seu montante reduzido em proporção distinta da redução do montante contratual. Tal tratamento visa preservar o conceito desses contratos, de modo que a obrigação de entrega acumulada ao longo do ano se dê em montante equivalente ao pago na receita fixa.

50. A Obrigação de Entrega de Energia Horária é definida com base na geração efetiva da usina no mês de apuração. Caso ocorra tal geração a modulação da obrigação de entrega é de acordo com perfil de geração da usina, caso contrário a modulação será conforme perfil da carga da distribuidora, respeitando os limites de potência associado ao contrato. Em ambos os casos deverão ser considerados o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial e a Obrigação de Entrega Efetiva de Energia Horária, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme as expressões a seguir:

Se  $\sum_{j \in m} G_{p,j} > 0$ , então:

$$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} = \left( OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} * \frac{G_{p,j}}{\sum_{j \in m} G_{p,j}} \right) * (1 - F\_PAOC_{p,j}) - OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$$

Caso contrário:

$$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} = OBE\_PROD\_MODC_{p,t,l,e,j} * (1 - F\_PAOC_{p,j}) - OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no período de comercialização "j"

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no mês de apuração "m"

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$F\_PAOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da usina "p", no período de comercialização "j"

$OBE\_PROD\_MODC_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada pela Carga associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“e” refere-se ao contrato onde o perfil vendedor é proprietário da usina “p”

50.1. A determinação da Obrigação de Entrega de Energia Modulada pela Carga será realizada conforme a curva de carga de cada distribuidora limitada pela potência associada ao contrato, no caso em que tal potência seja maior que a Obrigação de Entrega Mensal Média. Para períodos de comercialização em que há disponibilidade para ajuste, a obrigação de entrega que excedeu o limite da potência é somada à quantidade modulada limitada. No caso em que a potência associada ao contrato seja menor que a Obrigação de Entrega Mensal Média, a Obrigação de Entrega de Energia Modulada será “flat” (constante). Dessa forma, a Obrigação de Entrega de Energia Modulada pela Carga é determinada pela expressão a seguir:

Se  $\sum_{j \in m} PASSOC\_CCEAR_{e,j} < OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$ , então:

$$OBE\_PROD\_MODC_{p,t,l,e,j} = \frac{OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}}{M\_SPD_m}$$

Caso contrário:

$$OBE\_PROD\_MODC_{p,t,l,e,j} = OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j} + \left( QEXCED\_OBE_{p,t,l,e,m} * \left( \frac{RAF\_OBE_{p,t,l,e,j}}{\sum_{j \in m} RAF\_OBE_{p,t,l,e,j}} \right) \right)$$

Onde:

$OBE\_PROD\_MODC_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada pela Carga associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada Limitada associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

QEXCED\_OBE<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia que Excedeu a Potência Associada do CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

RAF\_OBE<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Folga de Referência para Alocação da Obrigação da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

### Importante:

Caso da soma da Obrigação de Entrega de Energia Modulada pela Carga seja menor que a Obrigação Mensal de Entrega, o valor remanescente será alocado na 1ª hora do mês.

50.1.1. A Obrigação de Entrega de Energia Modulada é limitada pelo limite de potência, conforme a expressão a seguir:

$$OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j} = \min(PASSOC\_CCEAR_{e,j}; OBE\_MOD\_PRE_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

OBE\_MOD\_LIM<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada Limitada associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

PASSOC\_CCEAR<sub>e,j</sub> é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

OBE\_MOD\_PRE<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

50.1.1.1. A Obrigação de Entrega de Energia Modulada preliminar é definida conforme perfil da carga do agente comprador, conforme apresentado a seguir:

$$OBE\_MOD\_PRE_{p,t,l,e,j} = OBE\_PROD_{p,t,l,e,m} * F\_MODVC_{e,j}$$

Onde:

OBE\_MOD\_PRE<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

OBE\_PROD<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

F\_MODVC<sub>e,j</sub> é o Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

- 50.1.2. Determinadas as obrigações de entrega de energia moduladas limitadas, a Obrigação de Entrega de Energia que excedeu o limite da potência associada ao contrato é determinada pela diferença positiva entre a Obrigação Mensal de Entrega de Energia e o somatório das obrigações de entrega de energia modulada limitada, conforme expressão a seguir:

$$QEXCED\_OBE_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; \left( OBE\_PROD_{p,t,l,e,m} - \sum_{j \in m} OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j} \right) \right)$$

Onde:

$QEXCED\_OBE_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação de Entrega de Energia que Excedeu a Potência Associada do CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada Limitada associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

- 50.1.3. A folga verificada entre a obrigação de entrega de energia modulada limitada e a potência associada ao contrato, utilizada na redistribuição da obrigação de entrega remanescente, é determinada conforme expressão a seguir:

$$RAF\_OBE_{p,t,l,e,j} = PASSOC\_CCEAR_{e,j} - OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$RAF\_OBE_{p,t,l,e,j}$  é a Folga de Referência para Alocação da Obrigação da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$PASSOC\_CCEAR_{e,j}$  é a Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”

$OBE\_MOD\_LIM_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Modulada Limitada associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

51. Apesar das usinas à biomassa comprometidas com CCEAR referentes a leilões realizados a partir de 2011 não possuírem o Percentual de Comprometimento de Geração em virtude da definição da Obrigação de Entrega, é necessário definir o Percentual de Comprometimento da Garantia Física, uma vez que o lastro comprometido com o leilão não poderá ser utilizado para outros fins. Nesse caso, o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com estes Produtos será o mesmo que o respectivo Percentual de Comprometimento da Garantia Física Preliminar, conforme expressão:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 2.3.3. Dados de Entrada do Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade

<b>Potência Associada ao Contrato Regulado</b>		
<b>PASSOC_CCEAR<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Potência Associada ao Contrato Regulado “e” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Modulação de CCEAR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade</b>		
<b>G_DISP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia utilizado para atendimento e apuração dos eventuais ressarcimentos devidos em razão dos contratos por disponibilidade negociados por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Energia Comprometida com CER

<b>QEC_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Energia Declarada de Antecipação para o CER

<b>GF_ANT<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia declarada pelo Agente a ser destinada ao CER referente a antecipação na entrada em operação comercial da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da antecipação da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual Declarado para Atendimento ao Produto

<b>PD_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual declarado pelo agente proprietário de usina “p”, termelétrica a biomassa, com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III, referente ao quanto do percentual não comprometido com contratos por disponibilidade será destinado para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>NHCERP<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	<b>Número de Horas Utilizadas para Determinação da Energia Comprometida com o CER</b>
---	---

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Quantidade de horas utilizadas para a parcela de usina “p”, no produto “t” do leilão “l”, para determinação da energia comprometida com o CER, referente ao período de entrega de suprimento do CER associada ao ano de apuração “f<sup>CER</sup>”</p> <p>horas</p> <p>MME/EPE/ANEEL</p> <p>Positivos</p>
<b>Fator de Modulação pela Carga</b>		
<b>F_MODVC<sub>e,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Fator de Modulação Vinculada à carga do Contrato “e”, no período de comercialização “j”</p> <p>n.a.</p> <p>Contratos (Modulação de CCEALs)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Fator de Potência Apta</b>	
	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p>n.a.</p> <p>Receita de Venda de CCEARs (Anexo III - Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Fator de Rateio de Contratos</b>	
<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”</p> <p>n.a.</p> <p>Receita de Venda de CCEAR (Apuração da parcela variável dos empreendimentos e pagamento da receita de venda)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>G<sub>p,j</sub></b>	
	<b>Geração Final da Usina</b>	

	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Montante Médio Contratado</b>	
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Obrigação de Entrega de Energia definida no Contrato</b>	
<b>OBE_PROD_C<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia definida no Contrato da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>	
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos</b>		
<b>PCG_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega Efetiva de Energia Horário associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_H_PROD_EFE_GFIN<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Horária não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantias Financeiras (Efetivação Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos</b>		
<b>PCGFP_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER</b>		
<b>ADDC_G_TOT_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

**2.3.4. Dados de Saída do Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade**

<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Destinada para Atendimento ao Contrato</b>		
<b>G_CTR<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Realocação Excedente de Garantia Física</b>		
<b>GF_RLC_EXCD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>PCGF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>GFIS_ACL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>GFIS_ACL_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>G_DISP_ACL<sub>p,j</sub></b>		

	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto

<b>G_TOT_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR

<b>G_TOT_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CCEAR

<b>QA_NG<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CER

<b>QA_NG_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR</b>		
<b>GM_PROD_CCEAR<sub>p,t</sub></b> <small>,l,e,m</small>	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Mensal para Atendimento ao CER</b>		
<b>GM_PROD_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PCP_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Ajustado de Geração de Comprometimento com o Produto</b>		
<b>PCA_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual Ajustado de Geração de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto</b>		
<b>QNA_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Necessário para Atendimento ao Produto</b>		
<b>PNA_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado</b>		
<b>GRAR_CLA<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.4. Determinação do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade

##### Objetivo:

Prosseguir com a continuidade do cálculo do comprometimento para o caso das usinas termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, comprometidas com CCEAR por disponibilidade, no que se refere à garantia física e à produção de energia, para atendimento dos contratos por disponibilidade.

##### Contexto:

A informação do comprometimento das usinas vinculadas aos contratos por disponibilidade é base para a determinação dos eventuais ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores desta modalidade contratual, e será calculado nos módulos de “Contratação de Energia de Reserva” e “Receita de Venda”. A [Figura 12](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

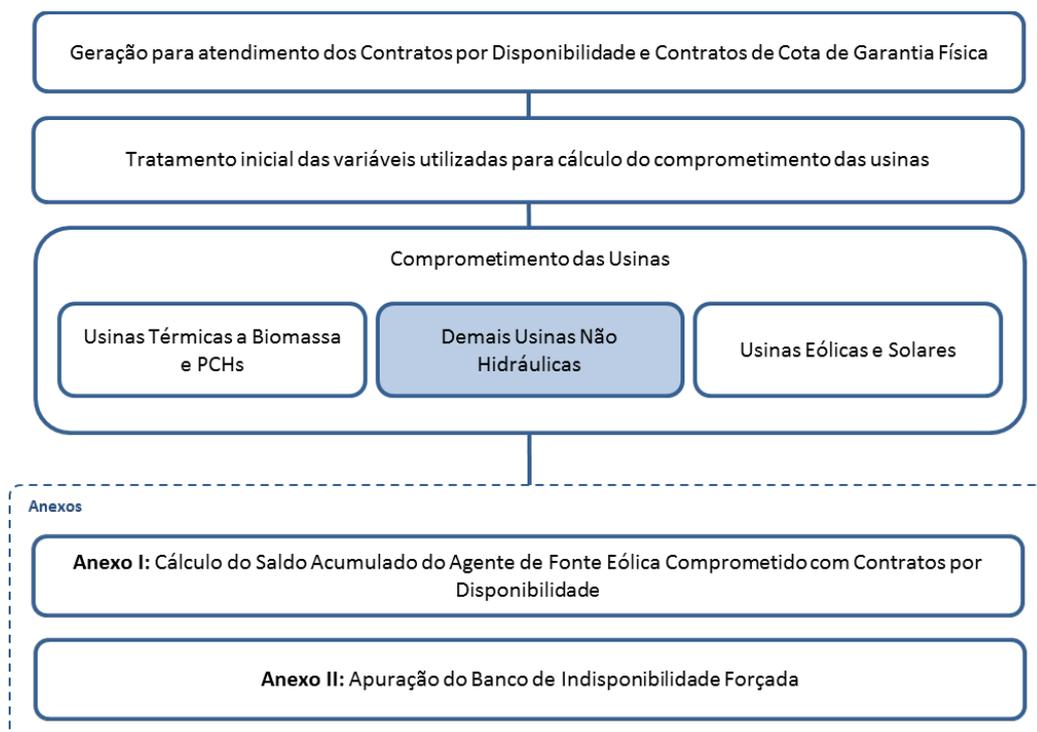


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

#### 2.4.1. Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das usinas termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, comprometidas com CCEAR sem obrigação de entrega

O Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos Negociados é igual ao Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados, conforme a expressão:

$$PCP\_PROD_{p,t,l,m} = PCG\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

53. O Percentual da Geração Não Comprometida apura o percentual de geração da usina livre de compromissos contratuais no ambiente regulado, no mês de apuração, e é dado pelo complementar aritmético da soma dos percentuais preliminares de comprometimento da garantia física da usina, com todos os produtos negociados na modalidade por disponibilidade, expresso por:

$$PG\_NCL_{p,m} = 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PG\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Geração Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

54. O Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometida calcula o percentual da garantia física livre da usina livre de compromissos contratuais no ambiente regulado, no mês de apuração, e é dado pelo complementar aritmético da soma dos percentuais preliminares de comprometimento da garantia física da usina, com todos os produtos negociados em contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva, é expresso por:

$$PGF\_NCL_{p,m} = 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PGF\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

55. O Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva é expresso pelo resultado do Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

56. O cálculo do Percentual de Comprometimento com Produtos negociado no leilão, considera as particularidades da contratação e o grau de comprometimento da sua geração com os produtos negociados na modalidade CCEAR por disponibilidade quantidade. Sendo assim:

$$PC\_PROD_{p,t,l,m} = PCG\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57. A Geração Destinada para Atendimento ao Contrato apura o montante de geração destinado da usina para atendimento ao contrato, considerando uma possível entrega de geração inflexível acima da proporção de comprometimento da usina com o contrato:

$$G\_CTR_{p,t,l,e,j} = \max(G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}; G\_CTR\_P_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G\_CTR\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Preliminar Destinada para Atendimento ao Contrato de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

- 57.1. A Geração Preliminar Destinada para Atendimento ao Contrato será calculada pela destinação da geração disponível na proporção em que a usina está comprometida com o contrato, acrescida da geração inflexível destinada. O valor final destinado é limitado, de forma a garantir que a energia entregue ao atendimento do produto não exceda o percentual comprometido no leilão aplicado à geração total do mês de apuração.

$$G\_CTR\_P_{p,t,l,e,j} = \min(LIM\_G\_CTR_{p,t,l,e,j}; (G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}) + G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

$G\_CTR\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Preliminar Destinada para Atendimento ao Contrato de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$LIM\_G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é o Limitador de entrega de Geração para Atendimento ao Contrato de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_INFLEX\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

- 57.1.1. O limitador de Entrega ao Produto é representado pela geração final da parcela de usina, descontada a geração fora da ordem de mérito e a geração realizada para atendimento ao despacho para manutenção da reserva de potência operativa, multiplicada pela proporção de comprometimento da usina com o contrato, conforme expressão:

$$LIM\_G\_CTR_{p,t,l,e,j} = (G_{p,j} - G\_GFOM_{p,j} - G\_RESPOP_{p,j}) * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$LIM\_G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é o Limitador de entrega de Geração para Atendimento ao Contrato de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização, “j”

$G\_GFOM_{p,j}$  é a Geração Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Realizada para Atendimento ao Despacho para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

58. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto concatena a entrega realizada para todos os contratos de um mesmo produto, e é expressa por:

$$G\_PROD_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} G\_CTR_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

59. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito é apurada conforme a geração destinada ao produto e a inflexibilidade no mérito e é expressa por:

$$G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j} = \max(G\_DOMP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} ; G\_INFLEX\_DOMP_{p,t,l,j})$$

Onde:

$G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_DOMP_{p,j}$  é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

60. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto Fora da Ordem de Mérito é apurada conforme os dados apurados pelo Operador e é expressa por:

$$G\_PROD\_NDOMP_{p,t,l,j} = G\_PROD_{p,t,l,j} - G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}$$

Onde:

$G\_PROD\_NDOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

61. O cálculo da Geração Disponível Livre identifica o montante de energia gerada pela usina que não está comprometida com contratos regulados, e é realizado com base na Geração Final da usina, descontada da Geração Destinada para Atendimento ao Produto de todos os comprometimentos da usina, expresso por:

$$G\_DISP\_ACL_{p,j} = G_{p,j} - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$G\_DISP\_ACL_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

62. O cálculo da Quantidade de Garantia Física Horária não Comprometida apura a Garantia Física da usina que não está comprometida com contratos regulados, e é realizado com base na Garantia Física Apurada da usina pelo complementar aritmético do Percentual de Comprometimento com Produtos da mesma usina, expresso por:

$$GFIS\_ACL_{p,j} = GFIS_{p,j} * \left( 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGF\_PROD_{p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$GFIS\_ACL_{p,j}$  é a Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

- 62.1. O cálculo da Quantidade de Garantia Física não Comprometida é realizado pela somatória dos valores horários do mês de apuração:

$$GFIS\_ACL\_M_{p,m} = \sum_{j \in m} GFIS\_ACL_{p,j}$$

Onde:

$GFIS\_ACL\_M_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS\_ACL_{p,j}$  é a Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

63. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS na ordem de mérito no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} = \min \left( 1; \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DOMP\_ONS<sub>p,j</sub> é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

**Importante:**

O acrônimo DOMP\_ONS será o maior valor entre o programado e o realizado.

**2.4.2. Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das usinas termelétricas, exceto Biomassa com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC e III, comprometidas com CCEAR com obrigação de entrega**

**Usinas Comprometidas com leilões realizados antes de 2011 e com obrigação de entrega ~~aderidas a disposição da REN-658/2015~~**

64. Para as usinas comprometidas com CCEARs que apresentem obrigação de entrega e o leilão seja anterior a 2011, conforme ~~determinação da REN-658/2015~~ regulamentação específica, deverá ser apurado disponibilidade máxima contratual.

A disponibilidade máxima contratual associada a potência comprometida com CCEAR-D com obrigação de entrega deverá ser calculada aplicando-se as taxas de indisponibilidade e fator de capacidade máxima da usina, conforme a expressão:

$$\begin{aligned} DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} \\ = CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * (1 - REF\_TEIP_{p,m}) \\ * PC\_LEILAO_{p,t,l} \end{aligned}$$

Onde:

DISP\_MAX\_APU<sub>p,t,l,f</sub> é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

CAP\_COMP<sub>p</sub> é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

FCmax<sub>p,f</sub> é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

REF\_TEIF<sub>p,m</sub> é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

REF\_TEIP<sub>p,m</sub> é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

PC\_LEILAO<sub>p,t,l</sub> é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

66. O Percentual de Comprometimento Garantia Física Apurada Comprometimento com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva é expresso pelo Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

67. A Obrigação Mensal de Entrega de Energia é determinada pelo total de Obrigação de Entrega de Energia Horária no mês de apuração, conforme seguinte equação:

$$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

- 67.1. A Obrigação de Entrega de Energia Horária é determinada com base na obrigação horária preliminar do produto, na proporção das de unidades geradoras em operação comercial, e na quantidade modulada do contrato, na proporção da potência fora de operação comercial. Deve, também, ser considerada a Obrigação de Entrega Efetiva de Energia Horária, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned} OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} &= (F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} + CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}) \\ &- (OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}) \end{aligned}$$

Onde:

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

67.1.1. O Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções, representa o fator de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, de acordo conforme regulamentação específica Resolução Normativa nº 711/2016:*

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = \min \left( 1; \left( F\_COMERCIAL_{p,j} + F\_RBCONT_{e,m} \right) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizados de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

67.1.2. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções representa o fator fora de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, de acordo conforme regulamentação específica Resolução Normativa nº 711/2016:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = \max \left( 0; \left( F\_PFOC_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m} \right) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = F\_PFOC_{p,j}$$

Onde:

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_PFOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{RBCONT_{e,m}}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizado de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

67.1.3. A Obrigação de Entrega de Energia Horária Preliminar é determinada com base no despacho da usina.

67.1.4. A obrigação de entrega horária será o maior valor entre sua disponibilidade máxima contratual e a geração inflexível destinada ao atendimento do comprometimento. Tal premissa é necessária, pois, é necessário preservar a forma de entrega anual da inflexibilidade destas usinas.

*Quando a usina estiver despachada por ordem de mérito no período de comercialização ( $DOMP_{p,j} > 0$ ), teremos:*

$$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = \max(DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}; G\_INFLEX_{p,t,l,j}) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

67.1.4.1.1. A Disponibilidade Máxima Contratual será ajustada para referenciar os períodos de comercialização, além de eventual despacho parcial por parte do ONS:

$$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} = DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

67.1.4.1.2. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS na ordem de mérito no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} = \min\left(1; \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}\right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

**Importante:**

O acrônimo  $DOMP\_ONS$  será o maior valor entre o programado e o realizado.

67.1.4.2. Quando a usina não estiver despachada por ordem de mérito, teremos:

$$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = G\_INFLEX_{p,t,l,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

**Usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2011 em diante até novembro de 2013 (12º ao 17º LEN) e leilões de energia existente**

68. O Percentual de Comprometimento Garantia Física Apurada Comprometimento com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva é expresso pelo Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

69. A Obrigação Mensal de Entrega de Energia é determinada pelo total de Obrigação de Entrega de Energia Horária no mês de apuração, conforme seguinte equação:

$$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

69.1. A Obrigação de Entrega de Energia Horária é determinada com base na obrigação horária preliminar do produto, na proporção das de unidades geradoras em operação comercial, e na quantidade modulada do contrato, na proporção da potência fora de operação comercial. Deve, também, ser considerada a Obrigação de Entrega Efetiva de Energia Horária, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme a seguinte equação:

$$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} = (F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} + CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}) - (OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

69.1.1. O Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções, representa o fator de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo conforme regulamentação específica-Resolução Normativa nº 711/2016:~~

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = \min \left( 1; (F\_COMERCIAL_{p,j} + F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

Para as demais usinas:

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizados de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

69.1.2. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções representa o fator fora de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo conforme regulamentação específica-Resolução Normativa nº 711/2016:~~

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = \max \left( 0; (F\_PFOC_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

Para as demais usinas:

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = F\_PFOC_{p,j}$$

Onde:

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_PFOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizado de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

69.1.3. A Obrigação de Entrega de Energia Horária Preliminar é determinada com base no despacho da usina.

Quando a usina estiver despachada por ordem de mérito no período de comercialização ( $DOMP_{p,j} > 0$ ), teremos:  $OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = \max(DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}; INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Em caso de comando de despacho parcial pelo ONS, a obrigação de entrega da usina será no mínimo a inflexibilidade, devido a Receita Fixa combustível a ser recebida.

69.1.3.1.1. A Disponibilidade Máxima Contratual será ajustada para referenciar os períodos de comercialização, além de eventual despacho parcial por parte do ONS:

69.1.3.1.1.1. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS na ordem de mérito no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} = \min \left( 1; \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

**Importante:**

O acrônimo DOMP\_ONS será o maior valor entre o programado e o realizado.

69.1.3.1.1.1. A Disponibilidade Máxima Contratual será ajustada para referenciar os períodos de comercialização, além de eventual despacho parcial por parte do ONS:

$$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} = DISP\_MAX_{p,t,l,f} * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

69.1.3.2. Quando a usina não estiver despachada por ordem de mérito, teremos:

$$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = INFLEX\_P_{p,t,l,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_P_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

70. Para usinas comprometidas com leilões de energia nova ou energia existente realizados de 2011 em diante, a Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar é realizada pela razão da Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto e a Quantidade de Horas do mês e modulada de forma flat, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j} = \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

71. A Inflexibilidade poderá ser ponderada caso ocorra o despacho no mérito e fora de mérito no mesmo período de comercialização, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_P_{p,t,l,j} = INFLEX\_MOD_{p,t,l,j} * (1 - F\_DOMP_{p,j})$$

Onde:

$INFLEX\_P_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_DOMP_{p,j}$  é o Fator de indicação de Despacho no Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 71.1. O fator de indicação de despacho na Ordem de Mérito e Fora da Ordem de Mérito é determinado para verificar se no mesmo período de comercialização o ONS despachou a usina por mais de um motivo, devido a granularidade diferente, conforme seguinte equação:

*Se a usina estiver fora da ordem de mérito em todo o período de comercialização:*

$$F\_DOMP_{p,j} = 0$$

*Se a usina estiver na ordem de mérito em todo o período de comercialização*

$$F\_DOMP_{p,j} = 1$$

*Caso Contrário*

$$F\_DOMP_{p,j} = 0.5$$

Onde:

$F\_DOMP_{p,j}$  é o Fator de indicação de Despacho na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

#### **Usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de dezembro de 2013 até 2015 (18º ao 22º LEN)**

A disponibilidade máxima contratual associada a potência comprometida com CCEAR-D com obrigação de entrega deverá ser calculada aplicando-se as taxas de indisponibilidade e fator de capacidade máxima da usina, ou aplicando apenas a taxa de indisponibilidade forçada, conforme a expressão:

$$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} = CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$CAP\_COMP_p$  é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

73. O Percentual de Comprometimento Garantia Física Apurada Comprometimento com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva é expresso pelo Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

74. A Obrigação Mensal de Entrega de Energia é determinada pelo total de Obrigação de Entrega de Energia Horária no mês de apuração, conforme seguinte equação:

$$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

- 74.1. A Obrigação de Entrega de Energia Horária é determinada com base na obrigação horária preliminar do produto, na proporção das de unidades geradoras em operação comercial, e na quantidade modulada do contrato, na proporção da potência fora de operação comercial. Deve, também, ser considerada a Obrigação de Entrega Efetiva de Energia Horária, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned} & OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} \\ = & (F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} + CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}) \\ - & (OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}) \end{aligned}$$

Onde:

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

OBE\_PROD\_EFE\_GFIN<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

74.1.1. O Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções, representa o fator de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo conforme regulamentação específica~~as Resoluções Normativas nº 711/2016:*

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = \min \left( 1; (F\_COMERCIAL_{p,j} + F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Onde:

F\_COMERCIAL\_ARB<sub>e,j</sub> é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

F\_RBCONT<sub>e,m</sub> é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizados de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

74.1.2. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções representa o fator fora de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo conforme regulamentação específica~~as Resoluções Normativas nº 711/2016:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = \max \left( 0; (F\_PFOC_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = F\_PFOC_{p,j}$$

Onde:

F\_PFOC\_ARB<sub>e,j</sub> é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

F\_PFOC<sub>p,j</sub> é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_RBCONT<sub>e,m</sub> é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizado de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

74.1.3. A Obrigação de Entrega de Energia Horária Preliminar é determinada com base no despacho da usina.

Quando a usina estiver despachada por ordem de mérito no período de comercialização ( $DOMP_{p,j} > 0$ ), teremos:  $OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = \max(DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}; INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

#### Importante:

Em caso de comando de despacho parcial pelo ONS, a obrigação de entrega da usina será no mínimo a inflexibilidade, devido a Receita Fixa combustível a ser recebida.

74.1.3.1. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS na ordem de mérito no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} = \min\left(1; \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}\right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

#### Importante:

O acrônimo  $DOMP\_ONS$  será o maior valor entre o programado e o realizado.

74.1.3.2. A disponibilidade máxima contratual ajustada será apurada em função da declaração de indisponibilidade verificada pelo ONS nos três primeiros anos de suprimento contratual e pela declaração de indisponibilidade informada pelo agente a partir do 4º ano de suprimento do contrato, conforme as seguintes equações:

*Para os 3 primeiros anos do suprimento:*

$$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} = DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} * (1 - F\_IND\_PV_{p,j}) * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$$

*Para os demais anos:*

$$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} = DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} * (1 - F\_IND\_P_{p,j}) * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$F\_IND\_PV_{p,j}$  é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada Verificada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$F\_IND\_P_{p,j}$  é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

74.1.3.2.1. Para os três primeiros anos de suprimento contratual, será calculado um fator horário de indisponibilidade programada verificada para cada usina obtido em função do somatório das indisponibilidades das unidades geradoras e o total de unidades em operação comercial, conforme a seguinte equação:

$$F\_IND\_PV_{p,j} = \max\left(0; 1 - \frac{\sum_{i \in PMAQ} DVPP_{i,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}\right)$$

Onde:

$F\_IND\_PV_{p,j}$  é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada Verificada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$DVPP_{i,j}$  é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

**Importante:**

A apuração do Fator de Indicação de Indisponibilidade ocorre independente da ordem de mérito da usina.

74.1.4. Quando a usina não estiver despachada por ordem de mérito, teremos:

$$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = INFLEX\_P_{p,t,l,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_P_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

75. A Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar é realizada pela razão da Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto e a Quantidade de Horas do mês e modulada de forma flat, considerando as indisponibilidades programadas, conforme seguinte equação:

75.1. Não haverá obrigação de inflexibilidade caso a usina esteja em parada programada, nos três primeiros anos, ou esteja no cronograma de parada programada nos demais anos, conforme as seguintes equações:

*Para os 3 primeiros anos do suprimento:*

$$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j} = \min \left( INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}; \left( \sum_{i \in PMAQ} DVPP_{i,j} * PC\_LEILAO_{p,t,l} \right) + DV\_FOC_{p,t,l,j} \right)$$

*Para os demais anos:*

$$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j} = INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j} * (1 - F\_IND\_P_{p,j})$$

Onde:

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

DVPP<sub>i,j</sub> é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

PC\_LEILAO<sub>p,t,l</sub> é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

DV\_FOC<sub>p,t,l,j</sub> é a Disponibilidade Verificada das Unidades de Geração fora de Operação Comercial de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_IND\_P<sub>p,j</sub> é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

76. A disponibilidade verificada da parcela de usina fora de operação comercial é obtida a partir da relação entre a capacidade instalada das unidades geradoras da usina em operação comercial e o percentual de comprometimento com o leilão, conforme a seguinte equação:

$$DV\_FOC_{p,t,l,j} = \sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j} * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

Onde:

DV\_FOC<sub>p,t,l,j</sub> é a Disponibilidade Verificada das Unidades de Geração fora de Operação Comercial de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

PC\_LEILAO<sub>p,t,l</sub> é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

77. A Inflexibilidade poderá ser ponderada caso ocorra o despacho no mérito e fora de mérito no mesmo período de comercialização, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_P_{p,t,l,j} = INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j} * (1 - F\_DOMP_{p,j})$$

Onde:

INFLEX\_P<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_MOD\_PRE<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_DOMP<sub>p,j</sub> é o Fator de indicação de Despacho no Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 77.1. O fator de indicação de despacho na Ordem de Mérito e Fora da Ordem de Mérito é determinado para verificar se no mesmo período de comercialização o ONS despachou a usina por mais de um motivo, devido a granularidade diferente, conforme seguinte equação:

*Se a usina estiver fora da ordem de mérito em todo o período de comercialização:*

$$F\_DOMP_{p,j} = 0$$

*Se a usina estiver na ordem de mérito em todo o período de comercialização*

$$F\_DOMP_{p,j} = 1$$

*Caso Contrário*

$$F\_DOMP_{p,j} = 0.5$$

Onde:

$F\_DOMP_{p,j}$  é o Fator de indicação de Despacho na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

#### **Usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante (23º LEN em diante)**

78. A disponibilidade máxima contratual associada a potência comprometida deve levar em conta o fator de capacidade máxima da usina e o percentual de comprometimento com leilão, sendo posteriormente aplicada as isenções devido a indisponibilidade programada e forçada, conforme a expressão:

$$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} = CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$CAP\_COMP_p$  é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

79. O Percentual de Comprometimento Garantia Física Apurada Comprometimento com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva é expresso pelo Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia

de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

80. A inflexibilidade, utilizado para desconto na parcela variável, é determinada conforme cronograma de parada programada nos demais anos, conforme as seguintes equações:

$$INFLEX\_MOD\_P_{p,t,l,j} = \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

INFLEX\_MOD\_P<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_M\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é a Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

F\_IND\_P<sub>p,j</sub> é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

81. A Inflexibilidade poderá ser ponderada caso ocorra o despacho no mérito e fora de mérito no mesmo período de comercialização, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_P_{p,t,l,j} = INFLEX\_MOD\_P_{p,t,l,j} * (1 - F\_DOMP_{p,j})$$

Onde:

INFLEX\_P<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_MOD\_P<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_DOMP<sub>p,j</sub> é o Fator de indicação de Despacho no Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 81.1. O fator de indicação de despacho na Ordem de Mérito e Fora da Ordem de Mérito é determinado para verificar se no mesmo período de comercialização o ONS despachou a usina por mais de um motivo, devido a granularidade diferente, conforme seguinte equação:

*Se a usina estiver fora da ordem de mérito em todo o período de comercialização:*

$$F\_DOMP_{p,j} = 0$$

*Se a usina estiver na ordem de mérito em todo o período de comercialização*

$$F\_DOMP_{p,j} = 1$$

*Caso Contrário*

$$F\_DOMP_{p,j} = 0.5$$

Onde:

82.  $F\_DOMP_{p,j}$  é o Fator de indicação de Despacho na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j” Quando a usina estiver despachada por ordem de mérito no período de comercialização ( $DOMP_{p,j} > 0$ ), será apurado o ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS na ordem de mérito no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} = \min \left( 1; \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

**Importante:**

O acrônimo  $DOMP\_ONS$  será o maior valor entre o programado e o realizado.

83. A Obrigação de Entrega, desconsiderando os efeitos das indisponibilidades programadas e forçadas, que serão apuradas posteriormente, é determinado conforme despacho realizado pelo ONS, conforme seguintes expressões:

*Quando a usina estiver despachada por ordem de mérito ( $DOMP_{p,j} > 0$ ), teremos:*

$$OBE\_PROD\_DPF\_PRE_{p,t,l,j} = \max \left( DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}, \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{M\_SPD_m} \right)$$

*Caso Contrário*

$$OBE\_PROD\_DPF\_PRE_{p,t,l,j} = \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_DPF\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_M\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é a Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

**Importante:**

Em caso de comando de despacho parcial pelo ONS, a obrigação de entrega da usina será no mínimo a inflexibilidade, devido a Receita Fixa combustível a ser recebida.

84. A Obrigação de Entrega, desconsiderando os efeitos das indisponibilidades programadas e forçadas, considerará apenas a parte de usina em operação comercial, conforme seguintes expressões:

$$OBE\_PROD\_DPF_{p,t,l,j} = OBE\_PROD\_DPF\_PRE_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Onde:

OBE\_PROD\_DPF<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

OBE\_PROD\_DPF\_PRE<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_COMERCIAL<sub>p,j</sub> é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

85. A Obrigação de Entrega será ajustada em função da declaração de indisponibilidade programada informada ao ONS em dezembro do ano anterior, conforme as seguintes equações:

$$OBE\_PROD\_IP_{p,t,l,j} = OBE\_PROD\_DPF_{p,t,l,j} * (1 - F\_IND\_P_{p,j})$$

Onde:

OBE\_PROD\_IP<sub>p,t,l,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

OBE\_PROD\_DPF<sub>p,t,l,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_IND\_P<sub>p,j</sub> é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

86. A Energia Passível de Isenção geração é determinada pela indisponibilidade forçada, descontando a restrição de operação, conforme seguinte expressão:

$$ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j} = \max(0; DVPF_{p,j} - M\_CONST\_OFF_{p,j})$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada apurada pelo ONS parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DVPF_{p,j}$  é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Forçada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

87. A Energia Passível de Isenção com relação a obrigação de entrega terá valor quando a insuficiência com relação a obrigação de entrega não for relacionada a disponibilidade programada, nem forçada apurada pelo ONS, considerando também a isenção por constrained-off, conforme seguinte expressão:

$$ENER\_PASS\_IF\_OBE_{p,t,l,j} = \max \left( 0; OBE\_PROD\_DPF_{p,t,l,j} - \sum_{i \in PMAQ} DVPP_{i,j} - ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j} - G_{p,j} - QEA\_REST\_OP_{p,j}; 0 \right)$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF\_OBE_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada relacionada a obrigação de entrega parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_DPF_{p,t,l,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DVPP_{i,j}$  é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada apurada pelo ONS parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

88. Assim, a Energia Passível de Isenção Forçada que será descontada do banco de indisponibilidade forçada considera tanto a apuração do ONS, quanto a realizada pela CCEE em caso de insuficiência de geração, conforme seguinte expressão:

$$ENER\_PASS\_IF_{p,j} = ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j} + \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} ENER\_PASS\_IF\_OBE_{p,t,l,j}$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada apurada pelo ONS parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF\_OBE_{p,t,l,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada relacionada a Obrigação de Entrega parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

89. Assim, a Energia Passível de Isenção geração do produto é determinada pela Energia Passível de Isenção geração, aplicando o percentual de comprometimento da usina, e a indisponibilidade apurada pela CCEE em caso de insuficiência de geração, conforme seguinte expressão:

$$ENER\_PASS\_IF\_PROD_{p,t,l,j} = ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j} * PC\_LEILAO_{p,t,l} + ENER\_PASS\_IF\_OBE_{p,t,l,j}$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

$ENER\_PASS\_IF\_ONS_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada apurada pelo ONS parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

90. A Obrigação de Entrega poderá ser reduzida pela utilização do banco de horas, já considerando a transformação de energia, em caso de indisponibilidade forçada, conforme seguinte expressão:

$$Se\ ENER\_PASS\_IF\_PROD_{p,t,l,j} \leq BANCO\_TEIF\_PROD_{p,t,l,j}$$

$$OBE\_PROD\_IF_{p,t,l,j} = \max(0; OBE\_PROD\_IP_{p,t,l,j} - ENER\_PASS\_IF\_PROD_{p,t,l,j})$$

*Caso Contrário:*

$$OBE\_PROD\_IF_{p,t,l,j} = \max(0; OBE\_PROD\_IP_{p,t,l,j} - BANCO\_TEIF\_PROD_{p,t,l,j})$$

Onde:

OBE\_PROD\_IF<sub>p,t,l,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

OBE\_PROD\_IP<sub>p,t,l,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

ENER\_PASS\_IF\_PROD<sub>p,t,l,j</sub> é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada do Produto parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

BANCO\_TEIF\_PROD<sub>p,t,l,j</sub> é o Banco de Horas em Energia da Taxa de Indisponibilidade Forçada do Produto da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

91. A Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Programada e Forçada é determinada conforme isenções apuradas anteriormente, contudo caso ocorra geração durante período considerando com indisponibilidade programada declarada, a obrigação será a geração da usina, limitada a obrigação contratual, conforme seguinte equação:

$$OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,j} = \max(LIM\_G\_OBE\_PROD_{p,t,l,j}; OBE\_PROD\_IF_{p,t,l,j})$$

Onde:

OBE\_PROD\_CPF<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

LIM\_G\_OBE\_PROD<sub>p,t,l,j</sub> é a Limitador da Geração com relação a Obrigação de Entrega Máxima da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

OBE\_PROD\_IF<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 91.1. A limitação da geração com relação a obrigação de entrega é determinada para que a entrega, quando ocorra geração durante o período de indisponibilidade programada, não ultrapasse o montante estabelecido no contrato, conforme seguinte equação:

$$LIM\_G\_OBE\_PROD_{p,t,l,j} = \min(G_{p,j}; OBE\_PROD\_DPF_{p,t,l,j})$$

Onde:

LIM\_G\_OBE\_PROD<sub>p,t,l,j</sub> é a Limitador da Geração com relação a Obrigação de Entrega Máxima da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_DPF_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

92. A Obrigação de Entrega deve rateada para todos os contratos do mesmo produto leilão, proporcionalmente a sua contratação, conforme seguinte equação:

$$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} = OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

- 92.1.1. O Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções, representa o fator de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo conforme regulamentação específica~~ Resolução Normativa nº 711/2016:*

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = \min \left( 1; (F\_COMERCIAL_{p,j} + F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} = F\_COMERCIAL_{p,j}$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizados de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

93. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções representa o fator fora de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo conforme regulamentação específica~~ as Resolução Normativa nº 711/2016:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = \max \left( 0; (F\_PFOC_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

Para as demais usinas:

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = F\_PFOC_{p,j}$$

Onde:

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_PFOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizado de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

94. A Obrigação de Entrega de Energia Horária é determinada com base na obrigação horária preliminar do produto, na proporção das de unidades geradoras em operação comercial, e na quantidade modulada do contrato, na proporção da potência fora de operação comercial. Deve, também, ser considerada a Obrigação de Entrega Efetiva de Energia Horária, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned} & OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} \\ &= (F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j} + CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}) \\ &- (OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}) \end{aligned}$$

Onde:

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

95. A Obrigação Mensal de Entrega de Energia é determinada pelo total de Obrigação de Entrega de Energia Horária no mês de apuração, conforme seguinte equação:

$$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

OBE\_M\_PROD<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

OBE\_PROD<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

**Determinação da energia não gerada pela usina em função do início do período de suprimento do CCEAR por disponibilidade sem obrigação de entrega ocorrer antes da entrada em operação comercial da usina ou em função de suspensão da situação operacional de unidade geradora.**

**Importante:**

Esta seção trata dos casos de (a) entrada em operação comercial da usina em data posterior ao início do período de suprimento do contrato (evento conhecido como descasamento), (b) atraso na entrada em operação comercial da usina (evento conhecido como atraso) e (c) suspensão da situação operacional de unidade geradora.

Para os CCEARs por Disponibilidade, o processo de determinação da energia não gerada pela usina em função de o início do período de suprimento do CCEAR por disponibilidade ocorrer antes da entrada em operação comercial da usina, ou por suspensão de unidade geradora, é composto pelos seguintes comandos e expressões:

96. A energia não gerada pela usina em função de descasamento, atraso e/ou por suspensão de unidade geradora, é determinada para todas as usinas não hidráulicas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade, exceto para usinas termelétricas a biomassa com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, durante o período de suprimento do contrato, pela aplicação de um fator, que representa o percentual da potência da usina que não está operando comercialmente em relação à sua potência total, na quantidade modulada preliminar dos contratos referentes aos produtos da usina.

96.1. A Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de unidade geradora de uma usina comprometida com CCEAR por Disponibilidade corresponde à Quantidade Contratada Preliminar, fora de operação comercial, comprometida com o produto, relacionado a um CCEAR por Disponibilidade, conforme expressão abaixo:

$$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} = \max(0; (CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}) - EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j})$$

$e \in EPTL$

Onde:

CQ\_EAPS<sub>p,t,l,e,j</sub> é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

CQ\_PRE<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

96.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções representa o fator fora de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo com~~ conforme regulamentação específica Resolução Normativa nº 711/2016:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = \max \left( 0; (F\_PFOC_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_PFOC\_ARB_{e,j} = F\_PFOC_{p,j}$$

Onde:

$F\_PFOC\_ARB$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_PFOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizado de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

97. A Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de unidade geradora de uma usina comprometida com CCEAR por Disponibilidade corresponde à somatória de toda Energia Vinculada ao Contrato para tais situações, conforme expressão abaixo:

$$EAPS_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$EAPS_{p,t,l,j}$  é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### 2.4.3. Dados de Entrada do Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade

<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	<b>Capacidade Instalada</b>	
	Descrição	Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>CAP_COMP<sub>p</sub></b>	<b>Capacidade instalada no CCEAR por disponibilidade</b>	
	Descrição	Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade
	Unidade	MW
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>CQ_PRE<sub>e,j</sub></b>	<b>Quantidade Modulada Preliminar do Contrato</b>	
	Descrição	Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DISP_MAX<sub>p,t,l,f</sub></b>	<b>Disponibilidade Máxima Contratual</b>	
	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DOMP_ONS<sub>i,j</sub></b>	<b>Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS</b>	

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>ONS</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada</b>	
<b>DVPP<sub>i,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>ONS</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Forçada</b>	
<b>DVPF<sub>i,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Forçada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>ONS</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>	
<b>EAPS_CQ_EFE_GFIN</b> p,t,l,e,j	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>ONS</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Operação Comercial</b>	

	<p>Descrição Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p” em relação à sua capacidade total</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>
<b>Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada</b>	
<b>F_IND<sub>p,j</sub></b>	<p>Descrição Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p>Unidade n.a</p> <p>Fornecedor Receita de Venda (Detalhamento da apuração da parcela variável dos empreendimentos)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>
<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>	
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	<p>Descrição Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>
<b>Fator de Potência Fora de Operação Comercial</b>	
<b>F_PFOC<sub>p,j</sub></b>	<p>Descrição Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p>Unidade n.a.</p> <p>Fornecedor Receita de Venda de CCEARs (Anexo III - Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)</p> <p>Valores Possíveis Positivos ou Zero</p>
<b>Fator de Redução Bilateral de Contratos</b>	
<b>F_RBCONT<sub>e,m</sub></b>	<p>Descrição Fator de Redução Bilateral ou Centralizado de Contratos, definido com base no montante original,</p>

	comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.
Unidade	n.a.
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

#### Fator de Rateio de Contratos

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da parcela variável dos empreendimentos e pagamento da receita de venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Capacidade

$FC_{max_{p,f}}$	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina “p” e ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Final da Usina

$G_{p,j}$	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade

$G_{DISP_{p,j}}$	Descrição	Volume de energia utilizado para atendimento e apuração dos eventuais ressarcimentos devidos em
------------------	-----------	---

		razão dos contratos por disponibilidade negociados por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Geração Verificada na Ordem Mérito pelo Operador do Sistema</b>	
<b>G_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Geração Final Fora da Ordem de Mérito</b>	
<b>G_GFOM<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final Fora da Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Geração Inflexível</b>	
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
<b>G_INFLEX_CTR<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	<b>Geração Inflexível Destinada ao Contrato</b>	

	Descrição	Geração Inflexível Destinada para Atendimento do Contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração Inflexível na Ordem de Mérito comprometida com o produto**

<b>G_INFLEX_DOMP<sub>p,t,l</sub></b> <i>j</i>	Descrição	Geração Inflexível na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Garantia Física Apurada**

<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto**

<b>INFLEX_M_PROD<sub>p,t,l</sub></b> <i>m</i>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Inflexibilidade Modulada Preliminar**

<b>INFLEX_MOD_PE<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**Quantidade de Horas no Mês**

<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

**Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês**

<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

**Obrigação de Entrega Efetiva de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade**

<b>OBE_PROD_EFE_GF IN<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantias Financeiras (Efetivação Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos**

<b>PCG_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por
-----------------------------------	-----------	---

	Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos

PCGFP\_PROD<sub>p,t,l,m</sub>

Descrição	Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual da garantia física comprometida com montantes vigentes contratados no leilão

PC\_LEILAO<sub>p,t,l</sub>

Descrição	Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com montantes vigentes contratados no produto “t” do leilão “l”
Unidade	n.a.
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Taxa de Referência de Interrupções Forçadas

REF\_TEIF<sub>p,m</sub>

Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
Unidade	n.a.
Fornecedor	ONS/Agentes

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.4.4. Dados de Saída do Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade

<b>Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial</b>		
<b>AJU_PARC_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>CQ_EAPS<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>DISP_MAX_AJU<sub>p,t,l,j</sub></b>	<b>Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada</b>	
---------------------------------------	---	--

	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Disponibilidade Máxima Apurada</b>		
<b>DISP_MAX_APU<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>EAPS<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia correspondente à parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, que não atende o CCEAR em função de o início do período de suprimento do contrato ocorrer antes da entrada em operação comercial do empreendimento, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas</b>		
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Contrato</b>		
<b>G_CTR<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>G_DISP_ACL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito</b>		
<b>G_PROD_DOMP<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física Modulada não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>GFIS_ACL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>	
<b>GFIS_ACL<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Inflexibilidade Contratual Modulada</b>	
<b>INFLEX_MOD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
	<b>Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar</b>	
<b>INFLEX_P<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Montante de geração frustrada por Constrained-Off</b>	
<b>M_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>	
<b>OBE_PROD<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do

		contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada</b>		
<b>OBE_PROD_CPF<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada</b>		
<b>OBE_PROD_CPF<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar</b>		
<b>OBE_PROD_DPF_PR<sub>E,p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos</b>		
PCP_PROD <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
PCGF_PROD <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.5. Determinação do Comprometimento das usinas eólicas e Solares, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER

### Objetivo:

Prosseguir com a continuidade do cálculo do comprometimento para o caso das usinas eólicas e solares, comprometidas com CCEAR ou CER, no que se refere à garantia física e à produção de energia, para atendimento dos contratos.

### Contexto:

A informação do comprometimento das usinas vinculadas aos CCEAR por disponibilidade ou CER quantidade é base para a determinação dos eventuais ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores desta modalidade contratual, e será calculado nos módulos de “Contratação de Energia de Reserva” e “Receita de Venda”. A [Figura 13](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

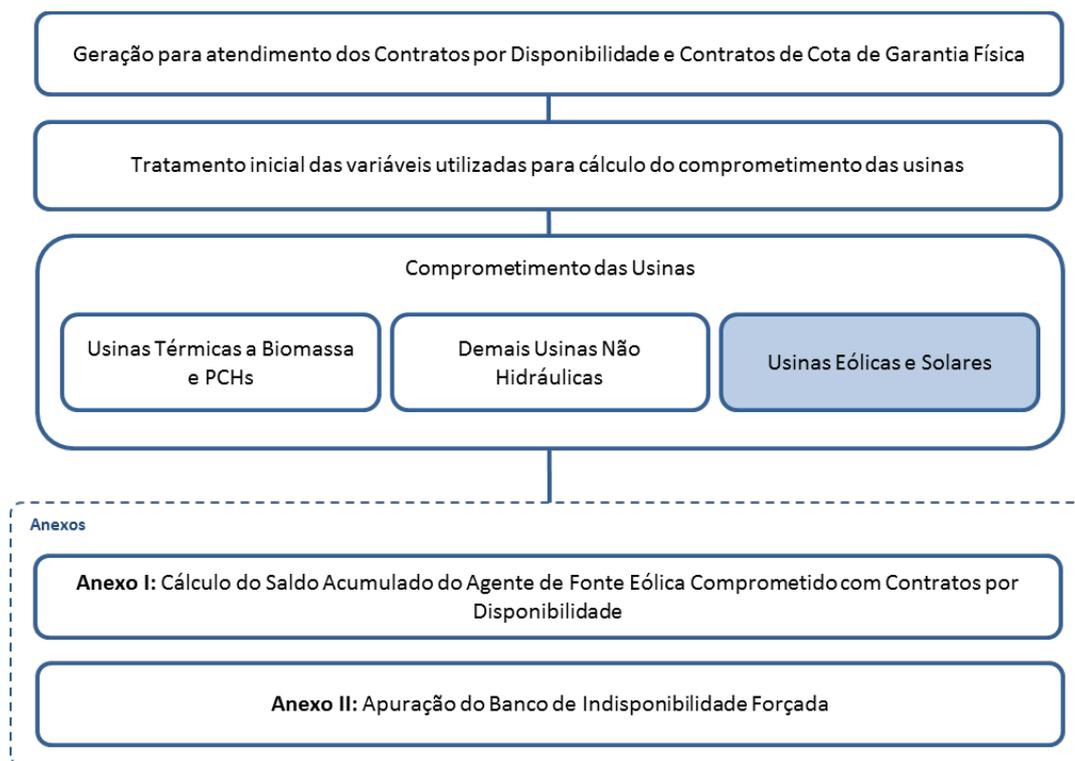


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Comprometimento de Usinas"

### 2.5.1. Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das Usinas Eólicas e Solares Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade

98. A Quantidade de Energia Comprometida com produtos refere-se ao somatório do montante anual contratado, representado pelo montante médio contratado multiplicado pela quantidade de horas compreendidas no ano contratual do CCEAR, conforme a seguinte expressão:

$$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \sum_{m \in f^{CCEAR}} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m)$$

Onde:

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês ano de apuração "m"

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratada "e", no mês de apuração "m"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

" $f^{CCEAR}$ " é o período de apuração do ano contratual do CCEAR

99. A Quantidade Declarada de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado é obtida, calculada para usinas eólicas comprometidas com leilões realizados antes de 2017, através do produto

entre a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR e o Percentual de Destinação para o Saldo Acumulado de Energia, expresso por:

$$QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} * PD\_SA_{p,t,l,f}^{CCEAR}$$

Onde:

$QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Quantidade de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$PD\_SA_{p,t,l,f}^{CCEAR}$  é o Percentual de Destinação para Saldo Acumulado de Energia da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

#### **Importante:**

O Percentual de Destinação para o Saldo Acumulado de Energia é um valor fixo, conforme a seguir:

- Percentual para o 1º Ano do Quadriênio: 30% (trinta por cento)
- Percentual para o 2º Ano do Quadriênio: 20% (vinte por cento)
- Percentual para o 3º Ano do Quadriênio: 10% (dez por cento)
- Percentual para o 4º Ano do Quadriênio: 0% (zero por cento)

100. A quantidade de energia necessária para atendimento aos produtos negociados por disponibilidade é obtida mensalmente, uma vez que toda a energia gerada acima do compromisso contratual, no período de apuração do contrato, é de propriedade do agente vendedor, sendo assim:

100.1. Caso o mês de apuração “m” represente o primeiro mês do período contratual “f<sup>CCEAR</sup>”, a quantidade de energia necessária para atendimento ao CCEAR será a própria quantidade de energia comprometida com o contrato somada à quantidade de energia para o saldo acumulado e abatida do valor do saldo acumulado final do período contratual anterior, conforme a seguinte expressão:

*Para usinas eólicas comprometidas com leilões realizados antes de 2017:*

$$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \max\left(0; \left(QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} - SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1}\right)\right)$$

*Para usinas eólicas e solares comprometidas com leilões realizados depois de 2017:*

$$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Quantidade de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

- 100.2. Caso NÃO seja o 1º mês de apuração de “f<sup>CCEAR</sup>”, a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR é expresso pela quantidade anual de energia contratada não gerada:

*Para usinas eólicas comprometidas com leilões realizados antes de 2017:*

$$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; \left( QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} - SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1} - G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m-1} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m^*} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m^*} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right) \right)$$

*Para usinas eólicas comprometidas com leilões realizados depois de 2017 e usinas solares:*

$$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; \left( QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} - G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m-1} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m^*} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m^*} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right) \right)$$

Onde:

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Quantidade de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

“m\*” são todos os meses com exceção do mês de apuração “m”

101. A Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, representa o total necessário para atendimentos ao produto como um todo da usina, pela consolidação dos contratos pertencentes a esse:

$$QNA\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

102. O Percentual Preliminar de Comprometimento com produtos ajusta o Percentual de Comprometimento da Garantia Física das usinas que já cumpriram com o seu compromisso contratual. Para as demais usinas o Percentual Preliminar de Comprometimento é igual ao Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos.

- 102.1. Caso a usina não tenha cumprido com o seu compromisso anual de atendimento aos contratos regulados, no mês de apuração, o Percentual Preliminar de Comprometimento é igual ao Percentual de Comprometimento da Geração, conforme a expressão:

Se:

$$QNA\_PROD_{p,t,l,m} > 0$$

*Então:*

$$PCP\_PROD_{p,t,l,m} = PCG\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 102.2. Caso a usina já tenha cumprido com o seu compromisso anual de atendimento, a usina não necessita alocação de energia para atendimento destes contratos e o Percentual Preliminar de Comprometimento é igual a zero:

*Se:*

$$QNA\_PROD_{p,t,l,m} = 0$$

*Então:*

$$PCP\_PROD_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

103. Caso a usina não tenha cumprido com o seu compromisso anual de atendimento aos contratos regulados, no mês de apuração, a Geração de Verificação para atendimento do Comprometimento é dada pelo produto entre a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos e o Percentual Preliminar de Comprometimento, conforme a expressão:

$$G\_V\_PROD_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j} \right) * PCP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_V\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

104. O Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto considera a relação entre a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto e a Geração de Verificação para Atendimento ao Produto, conforme expressão abaixo:

$$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_PROD_{p,t,l,m}}{G\_V\_PROD_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_V\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

105. O Percentual da Geração Não Comprometida revela o percentual da garantia física livre da usina, no mês de apuração, e é dado pelo complementar aritmético da soma dos percentuais preliminares de comprometimento da garantia física da usina, com todos os produtos negociados, em todos os leilões. Também é considerado o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, conforme a seguinte equação:

$$PG\_NCL_{p,m} = 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} (PCP\_PROD_{p,t,l,m} * PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m})$$

Onde:

$PG\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Geração Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

106. O Percentual da Garantia Física Apurada não comprometida revela o percentual da garantia física livre da usina, no mês de apuração, e é dado pelo complementar aritmético da soma dos percentuais preliminares de comprometimento da garantia física da usina, com todos os produtos negociados, em todos os leilões, e é expresso por:

$$PGF\_NCL_{p,m} = 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PGF\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

107. O cálculo da Geração Final Livre Preliminar é realizado com base na Geração Disponível para atendimento aos contratos regulados pelo complementar aritmético do Percentual de Comprometimento com Produtos da mesma usina, expresso por:

$$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j} = G\_DISP_{p,j} * PG\_NCL_{p,m}$$

Onde:

$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de apuração “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PG\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Geração Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

108. A determinação da Garantia Física não comprometida com os produtos, disponível para lastrear a eventual geração realocada da usina do ambiente livre para o regulado, deve considerar todos os seus comprometimentos regulados:

- 108.1. O cálculo da Garantia Física Apurada Livre Preliminar é realizado com base na Garantia Física Apurada da usina pelo complementar aritmético do Percentual de Comprometimento com Produtos da mesma usina, expresso por:

$$GFIS\_ACL\_PRE_{p,j} = GFIS_{p,j} * PGF\_NCL_{p,m}$$

Onde:

$GFIS\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PGF\_NCL_{p,m}$  é o Percentual da Garantia Física Apurada Não Comprometido com Leilões, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 108.2. O cálculo da Garantia Física Livre Mensal determina o lastro disponível para acompanhar eventuais realocações mensais de energia do ambiente livre para o regulado, sendo determinada pela Garantia Física Apurada Livre Preliminar, descontando o compromisso com Contratos Bilaterais Regulados e eventuais saldos negativos resultantes de compromissos com

contratos por Disponibilidade e Contratos Bilaterais Regulados que somem acima de 100% em um mês, expresso por:

$$= \sum_{j \in m} GFIS\_ACL\_PRE_{p,j} - \sum_{\substack{e \in CBR \\ e \in p}} QM_{e,m} \\ + \min \left( 0; \left( GFIS\_ACL\_PRE_{p,m-1} + ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE_{p,m-1} \right) \right)$$

Onde:

$GFIS\_ACL\_PRE_{p,m}$  é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m”

$GFIS\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE_{p,m-1}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m-1”

109. O agente proprietário poderá informar mensalmente o percentual de intenção de realocação da Geração Final Livre para atendimento dos contratos existentes no ambiente regulado.
110. O cálculo da Geração Preliminar a ser realocada para o Ambiente regulado, é calculado pela aplicação do Percentual Declarado para Atendimento ao Produto sobre a Geração Disponível Livre Preliminar, conforme a expressão:

$$GRAR\_CLA_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j} \right) * PD\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar a ser Realocada para o Ambiente Regulado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no mês de apuração “m”

$PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Declarado para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

111. O Limitador de Realocação garante que a geração realocada pelo agente para atendimento aos contratos regulados tenha lastro associado, e é definido pela relação entre a Garantia Física Apurada Livre Preliminar e a Geração Preliminar a ser realocada para o Ambiente Regulado, conforme a expressão:

$$LIM\_RLC\_PROD_{p,m} = \min \left( 1; \frac{\max(0; GFIS\_ACL\_PRE_{p,m})}{\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} GRAR\_CLA_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$LIM\_RLC\_PROD_{p,m}$  é o Limitador de Realocação da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m}$  é a Garantia Física Livre Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m”

$GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar a ser Realocada para o Ambiente Regulado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

112. O cálculo da Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado é calculado pela aplicação do Limitador de Realocação sobre a Geração Preliminar a ser realocada para o Ambiente Regulado, e é expresso por:

$$GRAR\_CLA_{p,t,l,m} = GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m} * LIM\_RLC\_PROD_{p,m}$$

Onde:

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GRAR\_CLA\_P_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar a ser Realocada para o Ambiente Regulado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$LIM\_RLC\_PROD_{p,m}$  é o Limitador de Realocação da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

113. O Percentual Ajustado de Geração Comprometida com o Produto, considera a eventual transferência de recursos para atendimento aos produtos e é expresso pelo produto do Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina e o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao produto acrescido do Percentual não Comprometido com Leilões Utilizado para Atender o Produto, dado por:

$$PCA\_PROD_{p,t,l,m} = (PCP\_PROD_{p,t,l,m} * PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}) + PR\_G_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Ajustado de Geração de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PNA\_PROD\_P_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PR\_G_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Realocação da Geração Disponível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

114. O Percentual de Realocação da Geração Disponível é calculado pela razão entre a geração realocada do ambiente livre para atendimento do contrato regulado, sem limitação pelo lastro disponível, e a Geração Disponível, quando a Geração Final da Usina for maior que o montante

anual da sua Garantia Física. Isso permite que o agente destine geração sem necessidade de lastro para a criação do Saldo Acumulado nessa condição. Caso contrário, o percentual é expresso pela razão obtida entre a geração realocada com lastro associado e a geração disponível da usina, conforme a seguinte expressão:

Se:

$$\sum_{j \in f} G_{p,j} > GF_p * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m$$

Então:

$$PR\_G_{p,t,l,m} = \frac{(\sum_{j \in m} G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j}) * PD\_PROD_{p,t,l,m}}{\sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j}}$$

Caso contrário:

$$PR\_G_{p,t,l,m} = \frac{GRAR\_CLA_{p,t,l,m}}{\sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j}}$$

Onde:

$PR\_G_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Realocação da Geração Disponível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina, “p”, no Período de Comercialização, “j”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

$G\_DISP\_ACL\_PRE_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre Preliminar da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Declarado para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

115. O Percentual Ajustado de Garantia Física Apurada Comprometida com o Produto, considera a eventual transferência de recursos para atendimento aos produtos e é expresso pelo resultado do Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da usina acrescido do Percentual não Comprometido com Leilões Utilizado para Atender o Produto, dado por:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = PCGFP\_PROD_{p,t,l,m} + PR\_GF_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCGFP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PR\_GF_{p,t,l,m}$  é a o Percentual de Realocação da Garantia Física Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

115.1. O Percentual de Realocação da Garantia Física Apurada é expresso pela razão obtida entre a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, considerando a Realocação Excedente de Garantia Física, e a Garantia Física Apurada, conforme equação abaixo:

$$PR\_GF_{p,t,l,m} = \frac{GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m}}{\sum_{j \in m} GFIS_{p,j}}$$

Onde:

$PR\_GF_{p,t,l,m}$  é a o Percentual de Realocação da Garantia Física Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m}$  é a Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

115.1.1. A Realocação Excedente de Garantia Física limita o montante de Garantia Física para lastrear a geração realocada ao produto, de forma a não ser destinada mais Garantia Física que o necessário, e é definida conforme a seguinte expressão:

$$GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m} = \min \left( GRAR\_CLA_{p,t,l,m}; \max(0; QNA\_PROD_{p,t,l,m} - G\_V\_PROD_{p,t,l,m}) \right)$$

Onde:

$GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m}$  é a Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GRAR\_CLA_{p,t,l,m}$  é a Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_V\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração de verificação para atendimento do Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

116. A Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, é calculada pela aplicação do Percentual Ajustado de Comprometimento com o Produto na Geração Disponível para Atendimento, expresso por:

$$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} G\_DISP_{p,j} \right) * PCA\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Ajustado de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

117. O Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, considera a relação entre a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto e a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto proveniente destes empreendimentos, conforme expressão:

$$PNA\_PROD_{p,t,l,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_PROD_{p,t,l,m}}{G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Geração Preliminar Destinada ao Atendimento do Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

118. O cálculo do Percentual de Comprometimento com Produtos negociados no leilão, considera as particularidades da contratação e o grau de comprometimento com os produtos negociados, e é expresso por:

$$PC\_PROD_{p,t,l,m} = PCA\_PROD_{p,t,l,m} * PNA\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Ajustado de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

119. O Fator de Destinação de Geração é calculado para considerar os momentos em que a redução de contratos, conforme regulamentação específica, no âmbito da REN 711/2016 provoca um descolamento entre as proporções de comprometimento e requisito para atendimento ao

produto, de forma a limitar a entrega de energia para o contrato somente no montante necessário para completar a quantidade anual:

Se:  $QNA\_PROD_{p,t,l,m} > G\_PD\_PROD_{p,t,l,m}$  então:

$$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m} = \min \left( 1; \frac{QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}{\sum_{j \in m} (G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m})} \right)$$

Caso contrário:

$$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m} = \frac{QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}{\sum_{j \in m} (G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m})}$$

Onde:

$F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Destinação de Geração de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QNA\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QNA\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

120. A Geração Destinada para Atendimento ao Contrato faz a destinação de geração da usina para os contratos com os quais esteja comprometida, pela aplicação da proporção de comprometimento desse contrato sobre a geração disponível para o atendimento, sendo o valor final limitado pela quantidade necessária para cumprimento do montante anual comprometido:

$$G\_CTR_{p,t,l,e,j} = G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m} * F\_DEST\_GER_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F_{DEST\_GER_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Destinação de Geração de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

121. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto concatena a entrega realizada para todos os contratos de um mesmo produto, e é expressa por:

$$G_{PROD_{p,t,l,j}} = \sum_{e \in EPTL} G_{CTR_{p,t,l,e,j}}$$

Onde:

$G_{PROD_{p,t,l,j}}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G_{CTR_{p,t,l,e,j}}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

122. A Geração Mensal para Atendimento ao Contrato realiza a consolidação mensal de toda a Geração Destinada para Atendimento para cada CCEAR no mês de apuração, expresso por:

$$GM_{PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}} = \sum_{j \in m} G_{CTR_{p,t,l,e,j}}$$

Onde:

$GM_{PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G_{CTR_{p,t,l,e,j}}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

123. Para produtos negociados em CCEAR, o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto acumula os volumes referentes à Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR ao longo da janela de apuração:

$$G_{TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}} = \sum_{m \in f^{CCEAR}} (GM_{PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}} + ADDC\_G_{TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}})$$

Onde:

$G_{TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$GM_{PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G_{TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR,

da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CCEAR</sup>” é o período de apuração do ano contratual do CCEAR

124. O cálculo da Geração Disponível Livre é realizado com base na Geração Final da usina, descontada da Geração Destinada para Atendimento ao Produto de todos os comprometimentos da usina, expresso por:

$$G\_DISP\_ACL_{p,j} = G_{p,j} - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$G\_DISP\_ACL_{p,j}$  é a Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

125. O cálculo da Quantidade de Garantia Física Horária não Comprometida é realizado com base na Garantia Física Apurada da usina pelo complementar aritmético do Percentual de Comprometimento com Produtos da mesma usina, expresso por:

$$GFIS\_ACL_{p,j} = GFIS_{p,j} * \left( 1 - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGF\_PROD_{p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$GFIS\_ACL_{p,j}$  é a Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

126. O cálculo da Quantidade de Garantia Física é realizado pela somatória dos valores horários do mês de apuração descontando eventuais compromissos com Contratos Bilaterais Regulados e saldos negativos resultantes de compromissos com contratos por Disponibilidade e Contratos Bilaterais Regulados que somem acima de 100% em um mês:

$$\begin{aligned}
 & GFIS\_ACL\_M_{p,m} \\
 & = \max \left( 0; \sum_{j \in m} GFIS\_ACL_{p,j} - \sum_{\substack{e \in CBR \\ e \in p}} QM_{e,m} \right. \\
 & \quad \left. + \min(0; GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m-1} + ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE\_M_{p,m-1}) \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

GFIS\_ACL\_M<sub>p,m</sub> é a Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no mês de apuração “m”

GFIS\_ACL<sub>p,j</sub> é a Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

GFIS\_ACL\_PRE\_M<sub>p,m-1</sub> é a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m-1”

ADDC\_GFIS\_ACL\_PRE\_M<sub>p,m-1</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Garantia Física Apurada Livre Preliminar Mensal da parcela de Usina “p”, no mês de comercialização “m-1”

A Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada é apurada mensalmente e refere-se ao volume de energia não atendido pelo vendedor de CCEAR por disponibilidade.

127.1. A Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada é expressa pela diferença entre a Quantidade Anual do Contrato, considerando o limite superior do saldo acumulado, e o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, considerando o saldo efetivamente acumulado do ano anterior e energia para atendimento aos casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão, incluído os montantes não efetivados que serão refletidos na receita de venda, conforme a expressão:

*Para usinas eólicas comprometidas com leilões realizados antes de 2017:*

$$\begin{aligned}
 QA\_NG_{p,t,l,e,m} = & \max \left( 0; QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} - SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1} \right. \\
 & - G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m} \\
 & \left. - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right)
 \end{aligned}$$

*Para usinas eólicas comprometidas com leilões realizados depois de 2017 e usinas solares:*

$$QA\_NG_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} - G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right)$$

Onde:

$QA\_NG_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, do mês de apuração “m”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$QDC\_SA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Quantidade de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

128. O Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto totaliza o valor destinado para cada contrato da usina pertencente ao produto:

$$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

## 2.5.2. Determinação da energia não gerada pela usina em função de o início do período de suprimento do CCEAR por disponibilidade ocorrer antes da entrada em operação comercial, suspensão da situação operacional de unidade geradora ou submotorização.

### Importante:

Esta seção trata dos casos de (a) entrada em operação comercial da usina em data posterior ao início do período de suprimento do contrato (evento conhecido como descasamento), (b) atraso na entrada em operação comercial da usina (evento conhecido como atraso), (c) suspensão da situação operacional de unidade geradora e (d) submotorização da usina.

129. A energia não gerada pela usina em função de descasamento, atraso, suspensão de unidade geradora ou submotorização é determinada para todas as usinas eólicas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade, durante o período de suprimento do contrato.

129.1. A Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso, Suspensão de unidade geradora ou submotorização de uma usina comprometida com CCEAR por Disponibilidade considera a quantidade modular preliminar do contrato, na proporção da usina fora de operação comercial, simulando a não entrega de energia por esse motivo. Dessa forma, essa energia é determinada conforme expressão abaixo:

*Se a usina estiver comprometida com CCEAR-D proveniente de leilões realizados antes de 2011*

$$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} = \max \left( 0; \min \left( CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}; CQ\_PRE_{e,j} - (G\_CTR_{p,t,l,e,j}) \right) \right) - EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$$

*Caso contrário*

$$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} = \max(0; (CQ\_PRE_{e,j} * F\_PFOC\_ARB_{e,j}) - EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j})$$

$e \in EPTL$

Onde:

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_PFOC\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”,

comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G_{CTR_{p,t,l,e,j}}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 129.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções representa o fator fora de operação comercial ajustado para o contrato em que houve redução permanente, reduzindo o efeito do atraso para esse contrato:

Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, ~~de acordo~~ conforme regulamentação específica das Resoluções Normativas nº 711/2016:

$$F_{PFOC\_ARB_{e,j}} = \max \left( 0; (F_{PFOC_{p,j}} - F_{RBCONT_{e,m}}) \right)$$

Para as demais usinas:

$$F_{PFOC\_ARB_{e,j}} = F_{PFOC_{p,j}}$$

Onde:

$F_{PFOC\_ARB_{e,j}}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F_{PFOC_{p,j}}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{RBCONT_{e,m}}$  é o Fator de Redução Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

130. A Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de unidade geradora de uma usina comprometida com CCEAR por Disponibilidade corresponde à somatória de toda Energia Vinculada ao Contrato para tais situações, conforme expressão abaixo:

$$EAPS_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$$

Onde:

$EAPS_{p,t,l,j}$  é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### 2.5.3. Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das Usinas Eólicas e Solares Comprometidas com CER

131. O cálculo do Percentual de Comprometimento com Produtos negociados no leilão, considera as particularidades da contratação e o grau de comprometimento de geração com os produtos negociados em contratos Energia de Reserva na modalidade quantidade. Sendo assim:

$$PC\_PROD_{p,t,l,m} = PCG\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

132. A Geração Destinada para Atendimento ao Produto relaciona a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos de Energia de Reserva por Quantidade com o Percentual de Comprometimento com Produtos, é expressa por:

$$G\_PROD_{p,t,l,j} = G\_DISP_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_DISP_{p,j}$  é a Geração Disponível para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

133. A Geração Mensal para Atendimento ao Produto realiza a consolidação mensal da Geração Destinada para Atendimento ao Produto no mês de apuração, expresso por:

$$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 133.1. Para negociados em CER, o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto acumula os volumes referentes à Geração Mensal para Atendimento ao Produto, seja ao longo da Janela de Apuração da Energia do CER ou durante o período de antecipação:

$$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{m \in MPCER} (GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m})$$

Onde:

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“MPCER” é o conjunto de meses compreendidos no período de apuração de entrega da energia ao CER associada ao ano de entrega “ $f_{cer}$ ”, da parcela de usina “p”

134. Para usinas eólicas e solares fotovoltaicas, comprometidas com CER, o contrato define que a partir da data de início do suprimento, inclusive considerando antecipação, toda a garantia física da usina ficará comprometida com a respectiva energia contratada, por todo o período de suprimento, sendo assim o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos assume o valor de 1:

$$PCGF\_PROD_{p,t,l,m} = 1$$

Onde:

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### 2.5.4. Dados de Entrada do Cálculo do Comprometimento das usinas eólicas e Solares, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER</b>	
<b>ADDC_G_TOT_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>

<b>Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>EAPS_CQ_EFE_GFIN</b> p,t,l,e,j	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Potência Fora de Operação Comercial</b>		
<b>F_PFOC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEARS (Anexo III - Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Redução Bilateral de Contratos ou Centralizada de Contratos</b>		
<b>F_RBCONT<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Redução Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da parcela variável dos empreendimentos e pagamento da receita de venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Garantia Física Apurada</b>	
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Geração Final da Usina</b>	
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Garantia Física</b>	
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	<b>Montante Médio Contratado</b>	

Descrição	Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”
Unidade	MW médio
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade

<b>G_DISP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia utilizado para atendimento e apuração dos eventuais ressarcimentos devidos em razão dos contratos por disponibilidade negociados por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Energia Comprometida com CER

<b>QEC_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual Declarado para Atendimento ao Produto

<b>PD_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual declarado pelo agente proprietário de usina “p”, termelétrica a biomassa, com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III, referente ao quanto do percentual não comprometido com contratos por disponibilidade será destinado para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Destinação para Saldo Acumulado de Energia</b>		
<b>PD_SA<sub>p,t,l,f</sub><sup>CCEAR</sup></b>	Descrição	Percentual de Destinação para Saldo Acumulado de Energia da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f <sup>CCEAR</sup> ”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Saldo Acumulado Final</b>		
<b>SAF<sub>p,t,l,e,f</sub><sup>CCEAR</sup></b>	Descrição	Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f <sup>CCEAR</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Saldo Acumulado do Agente de fonte eólica Comprometido com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos</b>		
<b>PCG_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos</b>		
<b>PCGFP_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento Preliminar da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

Unidade	n.a.
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5.5. Dados de Saída do Cálculo do Comprometimento das usinas eólicas, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER, e das usinas solares fotovoltaicas comprometidas com CER

#### Geração Destinada para Atendimento ao Produto

<b>G_PROD</b> <sub>p,t,l,j</sub>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Destinada para Atendimento ao Contrato

<b>G_CTR</b> <sub>p,t,l,e,j</sub>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Realocação Excedente de Garantia Física

<b>GF_RLC_EXCD</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Comprometimento com Produtos

<b>PC_PROD</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto
-----------------------------------	-----------	---

		“t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>PCGF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>GFIS_ACL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>GFIS_ACL_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina não hidráulica “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>G_DISP_ACL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_TOT_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR</b>		
<b>G_TOT_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR</b>		
<b>QEC_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CCEAR</b>		
<b>QA_NG<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CCEAR, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CER</b>		
<b>QA_NG_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada para o CER, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado</b>		
<b>QDC_SA<sub>p,t,l,e,f</sub><sup>CCEAR</sup></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f <sup>CCEAR</sup> ”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR</b>		
<b>GM_PROD_CCEAR<sub>p,t</sub> ,l,e,m</b>	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Mensal para Atendimento ao CER</b>		
<b>GM_PROD_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PCP_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual Preliminar de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Ajustado de Geração de Comprometimento com o Produto</b>		
<b>PCA_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual Ajustado de Geração de Comprometimento com o Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto</b>		
<b>QNA_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Necessária para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual Necessário para Atendimento ao Produto</b>		
<b>PNA_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual Necessário para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado</b>		
<b>GRAR_CLA<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>CQ_EAPS<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>EAPS<sub>p,t,l,j</sub></b>	<b>Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora</b>	

Descrição	Volume de energia correspondente à parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, que não atende o CCEAR em função de o início do período de suprimento do contrato ocorrer antes da entrada em operação comercial do empreendimento, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Anexos

#### 3.1. ANEXO I – Cálculo do Saldo Acumulado do Agente de Fonte Eólica Comprometido com Contratos por Disponibilidade de leilões realizados antes de 2017

##### Objetivo:

Determinar o saldo acumulado mensal e anual de energia, por agente, comprometido com contratos por disponibilidade de fonte eólica de leilões realizados antes de 2017.

##### Contexto:

O Saldo Acumulado do Agente de Fonte Eólica comprometido com Contratos por Disponibilidade deve ser destacado, pois a energia gerada para a composição do saldo acumulado é destinada para compor uma quantidade de energia sobressalente, para utilização em montantes pré-estabelecidos no ano seguinte ao de apuração. A [Figura 14](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

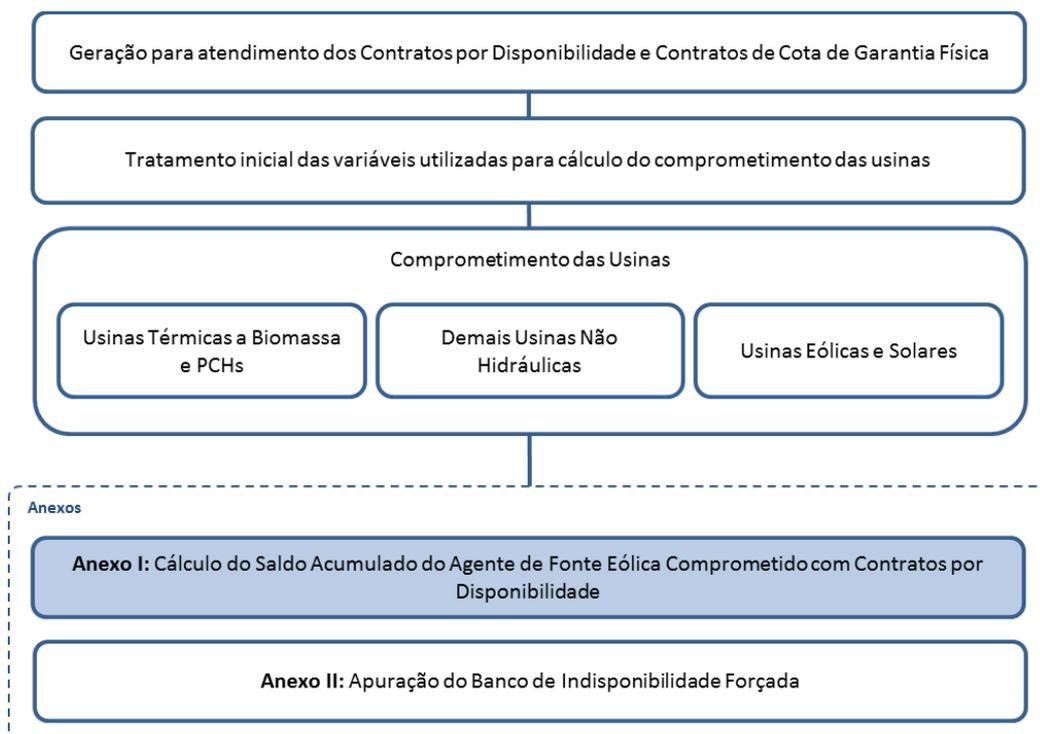


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

### 3.1.1. Detalhamento do Cálculo do Saldo Acumulado Final

O processo de cálculo para formação do saldo acumulado final é composto pela seguinte expressão:

135. O Saldo Acumulado Final é destinado para compor uma quantidade de energia sobressalente, para utilização em montantes pré-estabelecidos no ano seguinte ao de apuração, para usinas de fonte eólica comprometidos com Contratos por Disponibilidade, expresso por:

*Se for o último mês de “ $f^{CCEAR}$ ”:*

$$SAF_{p,t,l,e,f^{CCEAR}} = SAM_{p,t,l,e,m}$$

*Caso contrário:*

$$SAF_{p,t,l,e,f^{CCEAR}} = 0$$

Onde:

$SAF_{p,t,l,e,f^{CCEAR}}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “ $f^{CCEAR}$ ”

$SAM_{p,t,l,e,m}$  é o Saldo Acumulado Mensal, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

### 3.1.2. Detalhamento do Cálculo do Saldo Acumulado Mensal

O processo de cálculo para formação do Saldo Acumulado Mensal é composto pela seguinte expressão:

136. O Saldo Acumulado Mensal é calculado e utilizado em montantes pré-estabelecidos no ano seguinte ao de apuração. Deve ser apurado ao final de cada ano contratual, a fim de minimizar o risco de não atendimento das obrigações do contrato, onde estabelece o maior valor entre zero e a diferença entre a Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, acrescido do Saldo Acumulado do ano anterior e da energia para atendimento aos casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão, e a Quantidade de Energia Comprometida com contratos CCEAR por Disponibilidade, expresso por:

$$SAM_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0 ; SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1} + G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} - QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$SAM_{p,t,l,e,m}$  é o Saldo Acumulado Mensal, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “fCCEAR”

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

### 3.1.3. Dados de Entrada do Cálculo do Saldo Acumulado do Agente de Fonte Eólica Comprometido com Contratos por Disponibilidade

<b>Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>	
<b><math>CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}</math></b>	<p>Descrição</p> <p>Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”</p>

Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR

<b>G_TOT_CCEAR</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR

<b>QEC_CCEAR</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das usinas eólicas, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.4. Dados de Saída do Cálculo do Saldo Acumulado do Agente de fonte eólica Comprometido com Contratos por Disponibilidade

<b>SAF</b> <sub>p,t,l,e,f</sub> <sup>CCEAR</sup>	<b>Saldo Acumulado Final</b>	
	Descrição	Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada

	parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f <sup>CCEAR</sup> ”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Saldo Acumulado do Agente de fonte eólica Comprometido com Contratos por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou zero

### 3.2. ANEXO II – Apuração do Banco de Indisponibilidade Forçada

#### Objetivo:

Determinar a quantidade de energia passível de utilização do banco de horas às usinas termelétricas com modalidade de despacho IA ou IIA, comprometidas com CCEARs por disponibilidade negociados em leilões de energia nova realizados de 2016 em diante (23º LEN em diante).

#### Contexto:

As usinas termelétricas comprometidas com CCEARs por disponibilidade que possuem CVU não nulo e que negociaram em leilões de energia nova, de 2016 em diante, podem abater a sua indisponibilidade forçada, situação em que as unidades geradoras se encontram fora de operação para manutenção forçada conforme informado pelo ONS, através de um banco de horas, cuja composição corresponde ao montante da taxa equivalente de indisponibilidade forçada nas horas do ano, acrescido em 1440 horas válidas para os três primeiros anos após a entrada em operação comercial da primeira unidade geradora da usina. A [Figura 14](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

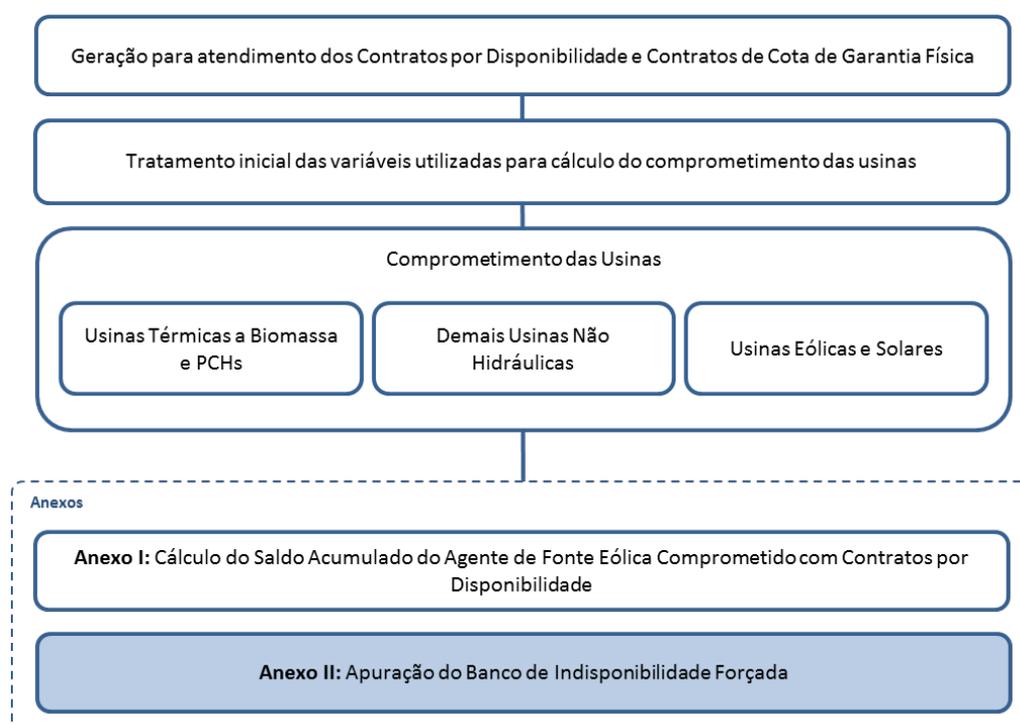


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Comprometimento de Usinas”

**Importante:**

Caso o início de operação comercial ocorra antes do início de suprimento, o banco de horas adicional de 1440h será válido apenas a partir do início de suprimento, contudo o prazo de validade finalizará no final dos três anos após a entrada em operação comercial da primeira unidade.

137. A Energia relacionada a taxa de indisponibilidade forçada é determinada em MWh para que seja possível compensar indisponibilidade forçada parcial, além de conceder a mesma quantidade de energia, independentemente da entrega de inflexibilidade contratual. Além disso é considerada como parâmetro para energia a capacidade de cada unidade geradora, válida apenas a partir da operação comercial da usina e o fator de capacidade máxima, conforme seguinte equação:

*Caso a unidade esteja em operação comercial:*

$$ENER\_TEIF\_A_{i,f} = \sum_{j \in F\_OP\_UG} CAP_{i,j} * FCmax_{p,f} * REF\_TEIF_{p,m}$$

Onde:

$ENER\_TEIF\_A_{i,f}$  é a Energia Associada a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual à unidade geradora “i” da parcela de usina “p”, no ano “f”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

“F\_OP\_UG” é a Conjunto de períodos de comercialização que compreende o início de operação comercial da unidade geradora até o final do ano.

**Importante:**

O cálculo será realizado no início de cada ano, para as unidades que estiverem em operação comercial, ou no início da operação comercial para as demais unidades geradoras. A CCEE poderá atualizar o valor mensalmente em decorrência de nova informação dos parâmetros.

138. O Banco de Energia relacionada a usina será a quantidade energia de cada unidade geradora em operação comercial, podendo alterar ao longo do ano, devido a entrada das novas máquinas conforme seguinte equação:

$$BANCO\_ENER\_TEIF\_A_{p,j,f} = \sum_{i \in PMAQ} ENER\_TEIF\_A_{i,f}$$

$$j \in f$$

Onde:

$BANCO\_ENER\_TEIF\_A_{p,j,f}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, válido no ano “f”

$ENER\_TEIF\_A_{i,f}$  é a Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, no ano “f”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

139. Por sua vez, o Banco de Indisponibilidade Forçada é determinado de forma preliminar, verificando o banco de horas válido ano, considerando as informações validade naquele período de comercialização, a energia passível de isenção no ano, anteriores ao período de comercialização atual, conforme seguinte equação:

$$BANCO\_TEIF\_P_{p,j} = \max \left( 0; BANCO\_ENER\_TEIF\_A_{p,j,f} - \sum_{j^* \in f} ENER\_PASS\_IF_{p,j^*} \right)$$

Onde:

$BANCO\_TEIF\_P_{p,t,l,j}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$BANCO\_ENER\_TEIF\_A_{p,t,l,j,f}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, válido no ano “f”

$ENER\_PASS\_IF_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“j\*” se refere aos períodos de comercialização anteriores

140. Caso a energia passível de alívio ultrapasse o banco de horas, é apurada uma energia remanescente, que ainda pode ser descontada do banco de horas exclusivo para os três primeiros anos após a operação comercial, conforme a seguinte expressão:

$$REMAN\_TEIF_{p,j} = \max \left( 0; \sum_{j^* \in f} ENER\_PASS\_IF_{p,j^*} - BANCO\_ENER\_TEIF\_A_{p,j,f} \right)$$

Onde:

$REMAN\_TEIF_{p,j,f}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, válido no ano “f”

$ENER\_PASS\_IF_{p,t,l,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$BANCO\_ENER\_TEIF\_A_{p,t,l,j,f}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, válido no ano “f”

“j\*” se refere aos períodos de comercialização anteriores

141. O Banco de Indisponibilidade Forçada terá tratamento diferenciado nos primeiros anos após a operação comercial, havendo um banco adicional, caso não exista mais energia no banco de horas com duração anual, descontando as horas já descontadas por esse banco. Caso contrário, Banco de Indisponibilidade Forçada será igual o apurado de forma preliminar, conforme seguintes expressões:

*Para o período de comercialização posterior a entrada da primeira unidade geradora, e inferior ou igual a 3 anos desta data*

*e se  $BANCO\_TEIF\_P_{p,j} = 0$*

$$BANCO\_TEIF_{p,j} = \max \left( 0; BANCO\_ENER\_TEIF\_3A_p - \sum_{j \in 3A} REMAN\_TEIF_{p,j} \right)$$

*Caso Contrário*

$$BANCO\_TEIF_{p,j} = BANCO\_TEIF\_P_{p,j}$$

Onde:

$BANCO\_TEIF_{p,j}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$BANCO\_ENER\_TEIF\_3A_p$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada dos 3 Primeiros Anos da parcela de usina “p”

$REMAN\_TEIF_{p,j}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada Anual ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, válido no ano “f”

$BANCO\_TEIF\_P_{p,j}$  é o Banco Associada a Taxa de Indisponibilidade Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“3A” é conjunto que compreende o início de suprimento e o fim dos três primeiros anos após a operação comercial da primeira unidade geradora

#### **Importante:**

O valor do Banco de Horas de determinado período de comercialização representa o limite de indisponibilidade forçada isenta naquele período. A atualização ocorre no período seguinte, considerando o saldo do ano utilizado até o período de comercialização anterior.

142. O Banco Adicional, válido para os três primeiros anos da unidade geradora é apurado pela capacidade da usina e a taxa de referência, considerando 1440 horas, conforme seguinte equação:

$$BANCO\_ENER\_TEIF\_3A_p = CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * REF\_TEIF_{p,m} * 1440$$

Onde:

$BANCO\_ENER\_TEIF\_3A_p$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada dos 3 Primeiros Anos da parcela de usina “p”

$CAP\_COMP_p$  é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FC_{max,p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de Apuração “m”

143. O Banco de Indisponibilidade Forçada do produto considera os valores de indisponibilidade da usina, aplicando um percentual de comprometimento do leilão, conforme seguinte expressão:

$$BANCO\_TEIF\_PROD_{p,t,l,j} = BANCO\_TEIF_{p,j} * PC\_LEIL_{p,t,l} + ADDC\_BANCO\_ENER_{p,t,l,j}$$

Onde:

$BANCO\_TEIF\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$BANCO\_TEIF\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

$ADDC\_BANCO\_ENER_{p,t,l,j}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Energia destinada ao Banco de Horas, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

### 3.2.1. Dados de Entrada da Apuração do Banco de Indisponibilidade Forçada

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Geração Inflexível Mensal</b>		
<b>ADDC_BANCO_ENE</b> $R_{p,t,l,j}$	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Energia destinada ao Banco de Horas, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP</b> <sub>i,j</sub>	Descrição	Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade instalada no CCEAR por disponibilidade</b>		
<b>CAP_COMP<sub>p</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade
	Unidade	MW
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Capacidade</b>		
<b>FCmax<sub>p,f</sub></b>	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina “p” e ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual da garantia física comprometida com montantes vigentes contratados no leilão</b>		
<b>PC_LEILAO<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com montantes vigentes contratados no produto “t” do leilão “l”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Taxa de Referência de Interrupções Forçadas</b>		
<b>REF_TEIF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2.2. Dados de Saída da Apuração do Banco de Indisponibilidade Forçada

<b>Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada</b>	
<b>BANCO_TEIF_PROD</b> p,t,l,j	Descrição Banco de Energia Associado a Taxa de Indisponibilidade Forçada do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou zero

**ANEXO X**  
**Tratamento das Exposições**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes distribuidores, autoprodutores, geradores com usinas participantes do MRE e/ou agentes com contratos que possuem direito ao alívio de exposições.

Esse módulo tem o objetivo de determinar o montante de Excedente Financeiro, as exposições financeiras de agentes da categoria de autoprodução, as exposições financeiras decorrente da alocação de energia realizada no âmbito do MRE, assim como as exposições financeiras dos contratos de Itaipu, do PROINFA e de usinas que possuem contratos com Direitos Especiais, além de disciplinar o processo de alocação do Excedente Financeiro e das exposições financeiras positivas para o alívio das exposições negativas.

Possuem direito a alívio de eventuais exposições negativas causadas por diferença de preço entre submercados, conforme regulação específica, as seguintes transações:

- a) Realocações de energia em submercados diferentes para cobertura de garantia física de usinas integrantes do MRE, ~~conforme Resolução nº 290/2000;~~
- b) Contratos de Itaipu relativos aos cotistas situados no submercado sul, ~~conforme Resolução nº 290/2000;~~
- c) Direitos de autoprodutores e concessionários de serviço público de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915/1993, ou em concessões outorgadas até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987/1995, ou prorrogadas com base no art. 20 da Lei nº 9.074/1995, ~~conforme Resolução nº 290/2000;~~
- d) Contratos do PROINFA; e
- e) Contratos com Direitos Especiais, concedidos às usinas específicas, conforme Resoluções nº 211/2001 e 431/2001.

No que se refere aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), Contrato de Cota de Garantia Física (CCGF) e Contrato de Cota de Energia Nuclear (CCEN), suas exposições negativas são aliviadas por exposições positivas e por recursos resultantes da aplicação das penalidades, conforme estabelecido no artigo ~~3º~~ do Decreto nº 5.163/2004, e multa por inadimplência no MVE.

A ~~Figura 1~~ Figura 1 apresenta a relação do módulo de “Tratamento das Exposições” com os demais módulos das Regras de Comercialização.



Figura 1: Relação do módulo Tratamento das Exposições com os demais módulos das Regras de Comercialização

De modo simplificado, as informações de alocação de energia entre submercados no âmbito do MRE, os contratos que possuem direito ao alívio de exposições negativas e as informações de medição contábil, são utilizadas no tratamento das exposições financeiras, de modo a permitir a consolidação dos resultados dos agentes para a liquidação financeira. Eventuais sobras de recursos após alívio das exposições negativas serão utilizados para alívio de Encargos de Serviços do Sistema (ESS).

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Tratamento das Exposições”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo para a realização do Alívio das Exposições Financeiras, da consolidação dos ajustes em função desses tratamentos, além de determinar eventuais recursos que poderão ser utilizados para alívio de ESS:

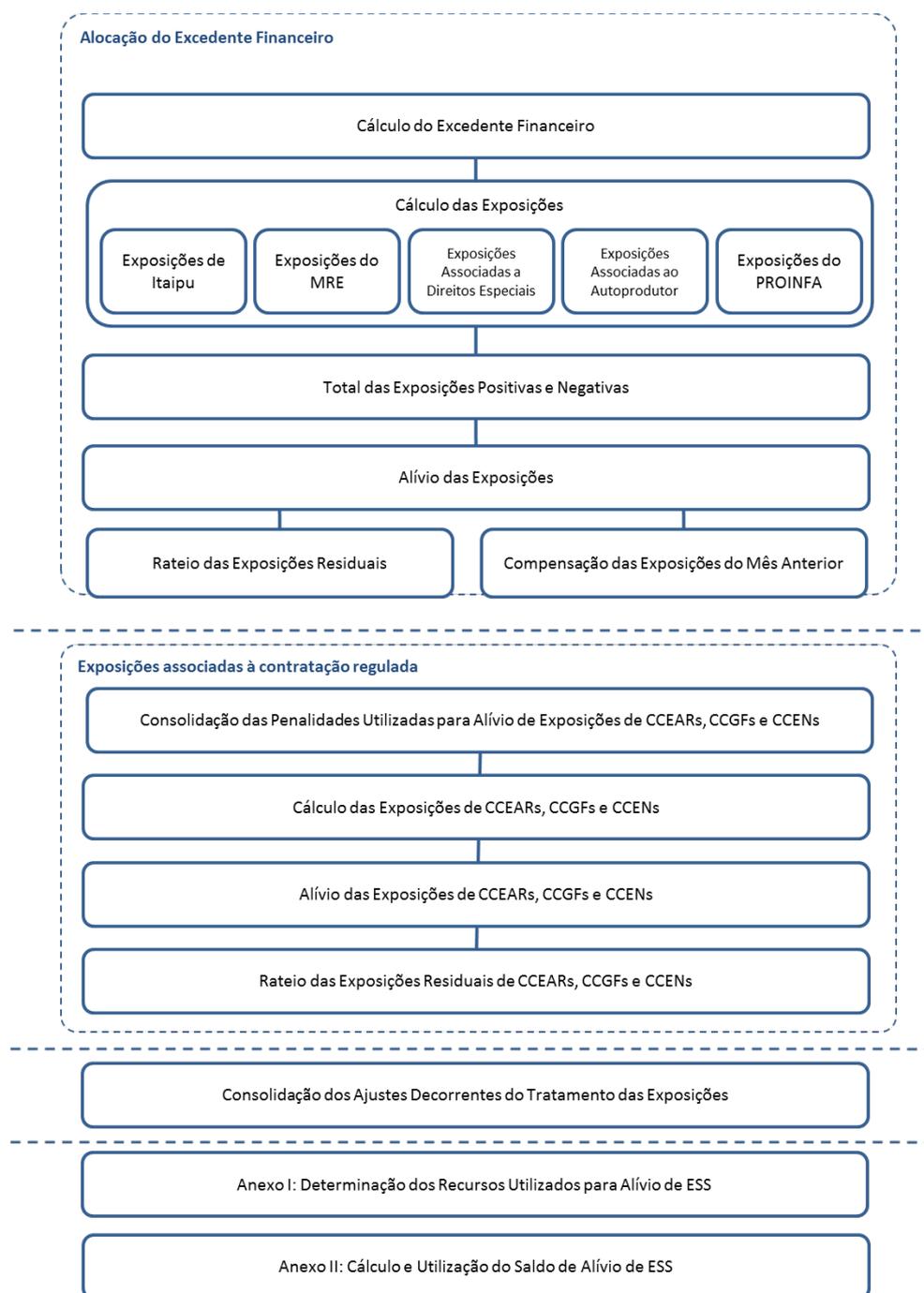


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

### Alocação do Excedente Financeiro

- Cálculo do Excedente Financeiro:** determina o valor do Excedente Financeiro decorrente do fluxo de energia entre submercados com preços diferentes. Esse valor é calculado a partir dos pagamentos e recebimentos totais líquidos apurados referentes à comercialização de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) em cada submercado.

- **Cálculo de Exposições:** determina montantes expostos ao mercado, positivamente e/ou negativamente, para cada agente, em função da diferença de preços observada entre os submercados. São identificadas exposições positivas e/ou negativas para as seguintes situações:
  - Contratos de Itaipu;
  - Contratos com direitos especiais;
  - Contratos do PROINFA;
  - Contratos de autoprodução; e
  - Alocações de energia promovidas pelo MRE para cobertura de garantia física (não inclui a Energia Secundária alocada) em submercado diferente daquele onde está localizada a usina do gerador com direito ao alívio.
- **Total de Exposições Positivas e Negativas:** consolida os montantes positivos e negativos das exposições dos agentes.
- **Alívio de Exposições:** realiza o alívio das exposições negativas do mês de referência pelo total de recursos disponíveis, formado pelo Excedente Financeiro acrescido do total de exposições positivas apurado. Também podem ser considerados valores de alívio retroativos de exposições negativas de meses passados caso se trate de um processo de recontabilização
- **Rateio das Exposições Residuais:** equaliza as exposições negativas remanescentes dos agentes que possuem usinas no MRE, em função das garantias físicas dessas usinas, quando o recurso disponível (formado pelo Excedente Financeiro acrescido das exposições positivas dos agentes) para alívio das exposições negativas não for suficiente.
- **Compensação de Exposições do Mês Anterior:** realiza o alívio das exposições negativas do mês anterior ao mês de referência, quando o recurso disponível para alívio for superior ao total de exposições negativas no mês de referência.

#### **Exposições Associadas à Contratação Regulada**

- **Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs:** identifica os valores efetivamente pagos de penalidades, que serão acrescidas às exposições positivas de CCEARs, CCGFs e CCENs, para alívio de suas exposições negativas.
- **Cálculo das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs:** calcula os montantes de exposições positivas e negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs dos agentes.
- **Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs:** utiliza o total de recursos disponíveis, formado pelas exposições positivas dos CCEARs, CCGFs e CCENs e pelas penalidades apuradas no mês, para aliviar as exposições negativas dos CCEARs, CCGFs e CCENs.
- **Rateio das Exposições Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs:** equaliza as exposições negativas remanescentes, em função do volume contratado de CCEARs, CCGFs e CCENs, caso os recursos disponíveis para alocação não sejam suficientes para alívio das exposições negativas totais de CCEARs, CCGFs e CCENs. Caso seja verificada sobra de recursos, esse montante é rateado entre todos os agentes compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs na proporção do volume contratado.

## Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições

Apresenta ao agente os ajustes referentes à alocação do Excedente Financeiro total e os ajustes associados às exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs.

### Anexo

- **Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS:** Identifica o montante disponível para alívio de Encargos de Serviços do Sistema (ESS), caso seja verificada sobra de recursos financeiros destinados ao alívio de exposições negativas dos agentes.
- **Cálculo e Utilização do Saldo de Alívio de ESS:** Detalha os cálculos da formação e da utilização do Saldo de Recursos provenientes de Encargos de Serviços e Sistemas já aliviados anteriormente, que será utilizado como recurso para alívio de Exposições Residuais Negativas que possam ocorrer no mês de contabilização.

### 1.1.2. Diferença de preço entre submercados

As diferenças de preços entre submercados decorrem dos limites de intercâmbios energéticos entre regiões do SIN.

A cada hora do dia sempre haverá, pelo menos, um submercado importando energia de outro (s) e, conseqüentemente, pelo menos um submercado exportando energia para outro (s). O submercado que possui geração maior que seu consumo exporta para outro que possui demanda maior que seus recursos naquele momento e que, portanto, deve importar energia para atender a todo seu requisito. Entretanto, esse fluxo de energia depende dos limites de intercâmbio dos sistemas de transmissão. Esses sistemas apresentam restrições, que impedem o fluxo de recursos para atendimento da demanda, com reflexo direto no cálculo do PLD realizado pela CCEE.

Desse modo, as diferenças nos PLDs, apurados por período de comercialização, dos quatro submercados do SIN, ocorrem em função das restrições operativas observadas nos sistemas de transmissão dessas regiões. As diferenças de preços entre os submercados dão origem ao excedente financeiro e as exposições financeiras positivas e negativas.

A [Figura 3](#) apresenta um modelo de intercâmbio de energia do submercado A para o B.

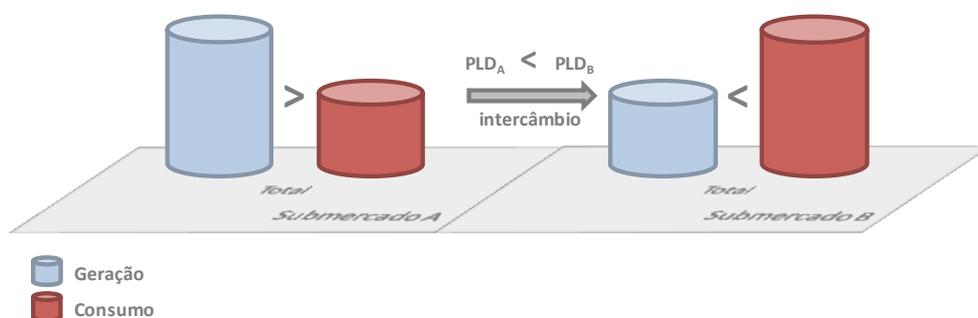


Figura 3: Diferença de preços entre submercados

Como em qualquer submercado exportador, a geração no submercado A é superior ao consumo dessa região. A diferença entre geração e consumo é exportada para atender ao consumo no submercado importador B, onde a demanda energética é maior que a geração verificada.

Se o intercâmbio não atingir seu limite operacional, a energia importada é suficiente para atender a demanda do submercado B. Nesse caso, os PLDs dos submercados são iguais e, conseqüentemente, não há exposição financeira no período apurado.

Por outro lado, se o intercâmbio entre os submercados atingir o seu limite operacional, fontes locais de geração mais caras serão despachadas pelo operador nacional do Sistema. Isso faz com que o PLD do submercado B seja superior ao PLD do submercado A.

Em qualquer dos casos, a energia exportada é vendida no MCP ao PLD do submercado A, e comprada ao PLD do submercado B. Se os preços são iguais, a sobra é zero. Se  $PLD_B > PLD_A$  sobrar uma quantia equivalente ao intercâmbio, multiplicada pela diferença entre  $PLD_B$  e  $PLD_A$ . Esta quantia é o Excedente Financeiro, que não pertence a nenhum agente, porque todos pagaram e receberam ao preço de seus mercados.

### 1.1.3. O Excedente Financeiro

O Excedente Financeiro se configura uma vez que toda a energia exportada é valorada ao PLD do submercado onde a mesma foi gerada que, teoricamente, é menor que o PLD do submercado importador, onde a energia foi consumida, gerando um saldo positivo no balanço de pagamentos e recebimentos na liquidação financeira das operações de compra e venda do MCP, como ilustra a [Figura 4](#). Esse saldo se denomina Excedente Financeiro, que equivale ao intercâmbio de energia realizado, valorado pela diferença de PLDs entre submercados. Se não existe diferença de preços entre os submercados, não há sobra financeira.

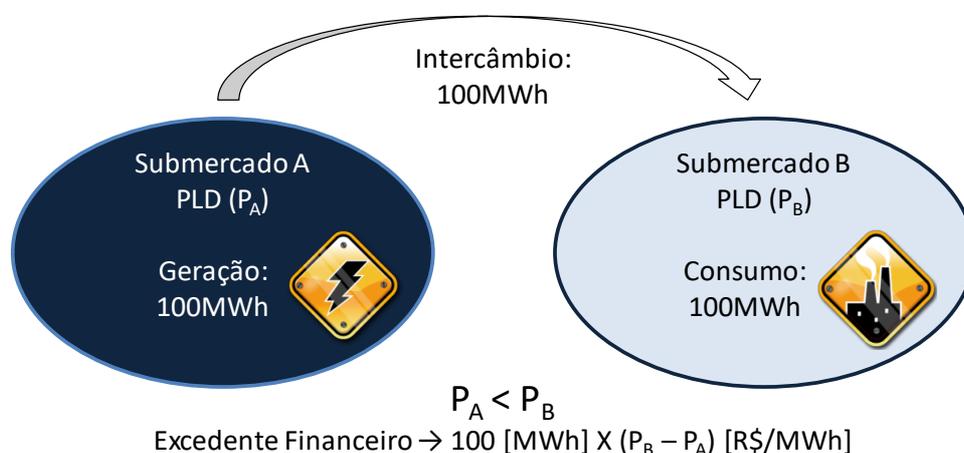


Figura 4: Exemplo da formação do Excedente Financeiro em um modelo de apenas dois submercados

#### Importante:

O excedente financeiro não pertence a nenhum agente específico, porque toda a energia transacionada foi contabilizada ao PLD do submercado onde foi medida.

#### 1.1.4. Exposições financeiras

O balanço energético de cada agente da CCEE é apurado por período de comercialização e submercado do SIN, e é valorado sempre ao PLD correspondente.

Em um submercado tipicamente importador, como o caso do submercado SE/CO, é natural a existência de contratos de compra e venda de energia cujas fontes de geração estejam localizadas em outros submercados. Os contratos com entrega no submercado do comprador podem causar ao vendedor exposições financeiras, em função das diferenças entre os PLDs dos submercados de origem e destino.

No submercado de origem, onde o vendedor tem suas usinas, ele irá vender a energia na CCEE, ao preço daquele submercado já que nele existe a produção, mas não existe o contrato. No submercado destino, o vendedor terá que comprar a energia na CCEE, ao preço deste submercado onde existe o contrato, mas não existe a sua geração.

Se os preços dos submercados são iguais, não há problema. Mas se os preços são diferentes, haverá ganho ou perda e o agente ficará exposto ao montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os submercados.

De modo análogo, um comprador ficará exposto caso o submercado de entrega não seja o submercado onde seu consumo está registrado.

O termo “exposição financeira” equivale, então, ao volume correspondente à operação entre dois submercados, multiplicada pela diferença entre os PLDs, que valoram a comercialização no MCP.

O cenário apresentado na [Figura 5](#) exemplifica uma exposição negativa de um agente em função de um contrato. Esse contrato entre dois agentes, “1” e “2”, está registrado em um submercado de entrega diferente de onde se verifica a geração da energia atribuída ao vendedor. Nesse exemplo, o PLD do submercado origem é menor que o PLD do submercado destino e o agente “1” registra um contrato de venda para o agente “2”, com entrega no submercado do comprador.

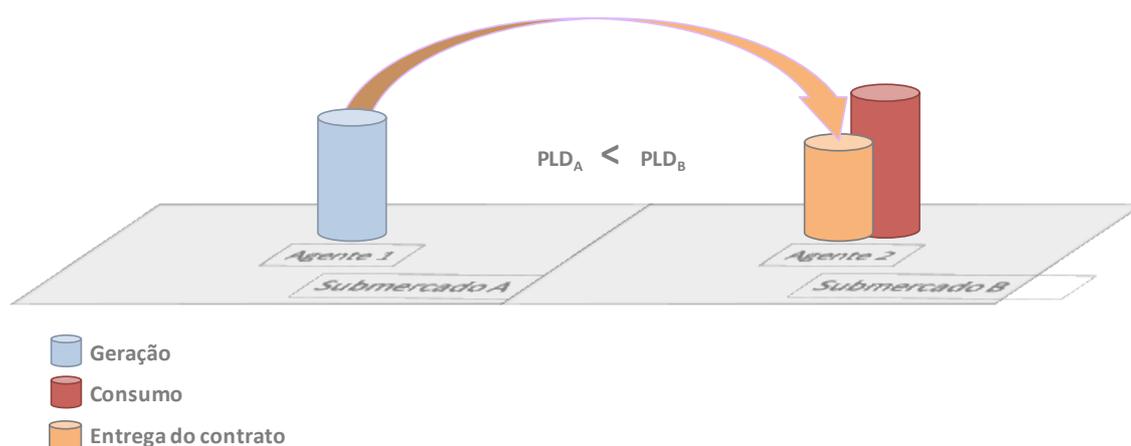


Figura 5: Exemplo da formação da exposição financeira negativa

A exposição financeira desse contrato resulta da venda do montante gerado pelo agente “1” ao PLD do submercado A, e da compra do mesmo montante valorado ao PLD do submercado B. Como o PLD do submercado B é maior que o PLD do submercado A, existe um desembolso do vendedor, configurando uma exposição negativa para o vendedor.

Já no exemplo da [Figura 6](#), o comprador (agente 2) possui um contrato de compra registrado em um submercado distinto daquele em que se localiza seu consumo.

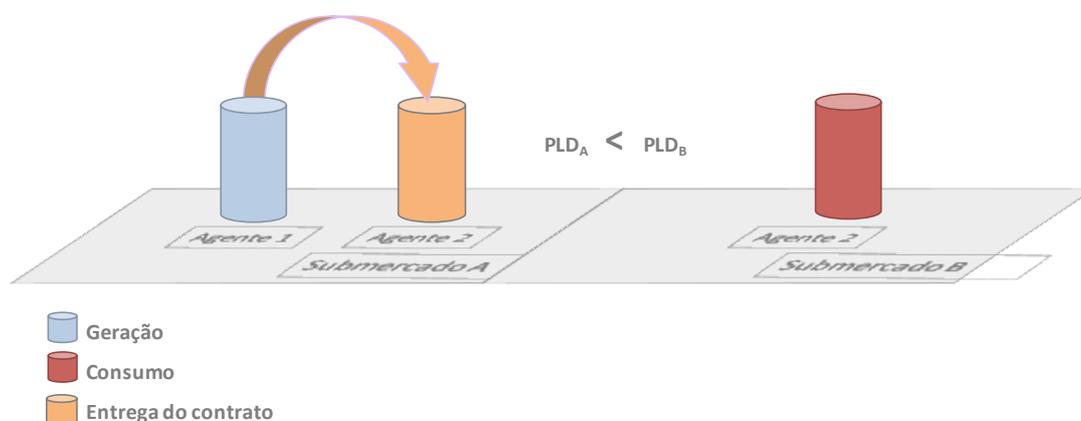


Figura 6: Registro de contrato com exposição negativa para o comprador

Nesse segundo caso, o comprador liquida seu montante contratado ao PLD do submercado A e fica exposto no montante consumido valorado ao PLD do submercado B. Dessa forma, a exposição do comprador é negativa, pois “vende” seu montante contratado a um preço inferior ao preço que “compra” seu montante consumido.

Como um contrato é contabilizado no submercado onde o mesmo é registrado, definido pelas partes, tanto o vendedor quanto o comprador podem ficar expostos às diferenças de preço entre submercados.

#### 1.1.5. Exposições passíveis de tratamento

Visando mitigar os riscos de exposição não gerenciáveis, estabeleceu-se o processo de Alocação do Excedente Financeiro e de alívio das exposições ocasionadas quando um agente assume posições de venda em submercados diferentes de onde se localiza o lastro físico dos contratos.

As exposições financeiras passíveis de tratamento contábil pela CCEE são as seguintes:

- **MRE** – as exposições financeiras ocorrem para agentes que possuem usinas participantes desse mecanismo, onde a cobertura de sua garantia física se dá por meio da geração de usinas localizadas em submercados com preços diferentes.
- **Contratos do PROINFA** - as cotas anuais do PROINFA são distribuídas entre os agentes cotistas e os respectivos contratos são registrados no submercado onde suas cargas estão localizadas. Dessa forma, o vendedor fica exposto financeiramente quando o PLD do submercado onde a usina integrante do programa está localizada é diferente do PLD do submercado da carga.
- **Contratos de Itaipu de cotistas localizados no submercado Sul** – os contratos originários de Itaipu são registrados no submercado onde estão localizados seus cotistas (Sul e Sudeste/Centro-Oeste). Dessa forma, o Agente Comercializador da Energia de Itaipu, vendedor do contrato, fica exposto financeiramente sempre que o PLD do

submercado Sul for diferente do Sudeste/Centro-Oeste, onde é registrada a energia da usina na CCEE.

- **Energia de Autoprodução** – corresponde à energia destinada para autoprodução, gerada a partir de contratos firmados com base na legislação anterior à subdivisão comercial do SIN em quatro submercados (Norte, Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste).
- **Direitos Especiais** - concedido a alguns contratos firmados por usinas especiais, definidas pela ANEEL por meio de atos regulatórios específicos.

### 1.1.6. Excedente Financeiro e o Alívio de Exposições

O Excedente Financeiro decorrente da comercialização no Mercado de Curto Prazo entre submercados com preços diferentes é somado a todas as exposições positivas dos contratos com direitos ao alívio de exposição e às exposições positivas decorrentes de alocações verificadas de Garantia Física do MRE, formando o Excedente Financeiro total disponível para alívio das exposições negativas.

O alívio é feito na forma de ajustes na contabilização final dos agentes, junto com todos os demais tratamentos dados pelas Regras de Comercialização, de modo a contemplar o montante a ser efetivamente liquidado correspondente a um mês de apuração.

Quando o total de recursos disponível para alívio de exposições negativas é superior ao total de exposições negativas, essa sobra do excedente verificada é utilizada para aliviar, prioritariamente, as exposições negativas remanescentes do mês imediatamente anterior e, caso ainda haja recursos, ocorre o alívio dos Encargos de Serviços de Sistema (ESS - encargo setorial que representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do SIN para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil) associados a todos os agentes com carga modelada na CCEE. Se, após o alívio de ESS, ainda sobrar excedente, esse é utilizado para efetuar o alívio retroativo (Vide módulo “Consolidação dos Resultados” para um maior detalhamento sobre o Alívio Retroativo de Exposições Negativas Residuais e ESS. Este mecanismo não é reapurado em recontabilizações), de forma intercalada, das exposições negativas remanescentes e do ESS, dos últimos doze meses, conforme ilustrado pela [Figura 7](#).

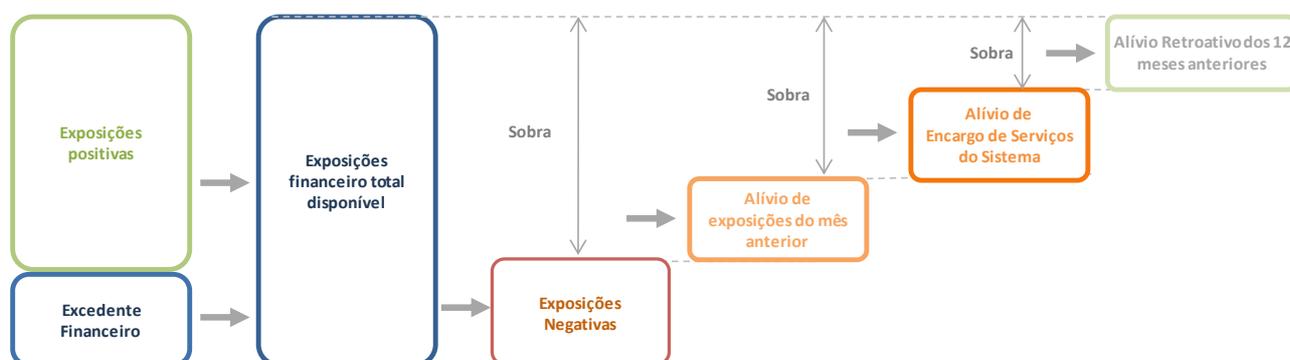


Figura 7: Alocação do Excedente Financeiro, em caso de sobra de recursos para alívio das exposições negativas

Caso o total de recursos disponível para alívio das exposições negativas for insuficiente para cobrir o total de exposições negativas, o alívio é parcial e proporcional às exposições de cada gerador. As exposições remanescentes dos geradores que possuem usinas participantes do MRE são, então, ajustadas na proporção de suas garantias físicas, de modo a ratear o “prejuízo” com o não atendimento das exposições.

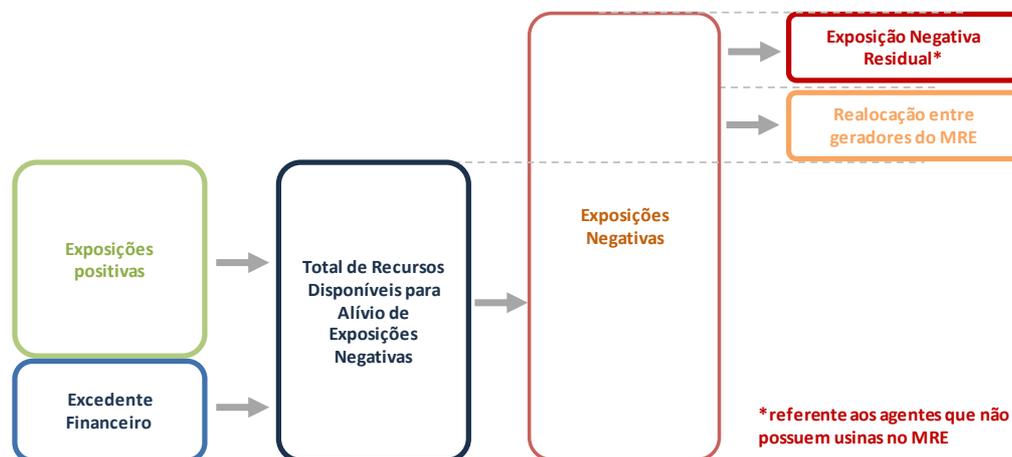


Figura 8: Alocação do Excedente Financeiro, em caso de insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas

### 1.1.7. Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

O tratamento das exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs visa mitigar os riscos de exposição financeira dos contratos regulados, que ocorrem quando os agentes distribuidores assumem posições de compra em submercados diferentes de onde se localiza o respectivo consumo associado ao contrato.

Com o novo modelo de contratação adotado para os CCEARs, CCGFs e CCENs, é natural a existência de contratos que tenham fontes de geração localizada em submercados diferentes de onde a carga se localiza, uma vez que cada vendedor terá uma parcela de sua venda alocada para cada um dos distribuidores compradores por meio dos leilões regulados e Contrato de Cota de Garantia Física e Contrato de Cota de Energia Nuclear. Sendo assim, como o contrato regulado está registrado invariavelmente no submercado do vendedor, conforme previsto no Decreto nº 5.163/04 e Decreto nº 7.805/12, o contrato provoca no agente comprador exposições financeiras em relação à diferença dos PLDs dos submercados envolvidos.

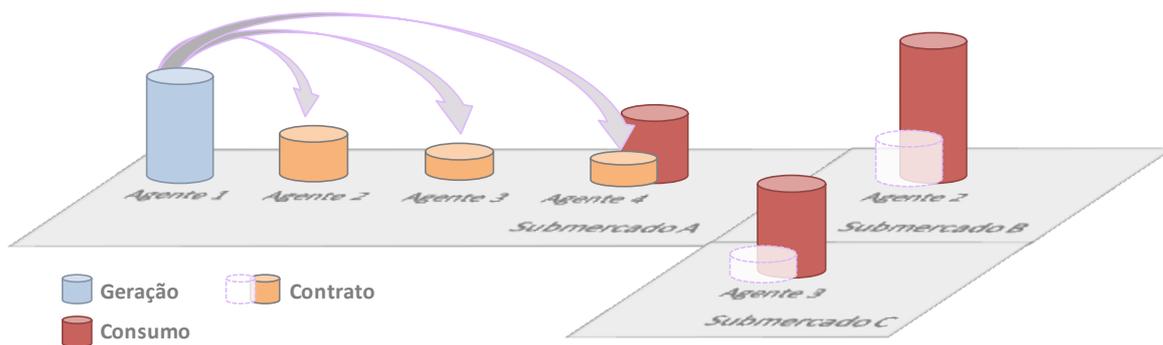


Figura 9: Registro dos CCEARs, CCGFs e CCENs no submercado do vendedor

No submercado de registro do contrato, onde o comprador tem sua energia registrada, ocorre a venda da energia contratada no MCP, ao PLD daquele submercado. Já no submercado onde se localiza a carga do agente, esse deve adquirir a energia referente ao contrato, no MCP, ao PLD do submercado onde sua carga se localiza, segundo o cálculo do balanço energético do agente (vide Módulo de Regras “Balanço Energético”).

A exposição será positiva se o contrato estiver registrado no submercado de preço mais alto, e negativa em caso contrário. Em qualquer caso, o problema da exposição de contratos regulados não envolve a parte vendedora, já que esta entrega de energia ocorre no seu submercado. O risco está associado à parte compradora.

### 1.1.8. Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

As exposições negativas dos CCEARs, CCGFs e CCENs são aliviadas a partir das exposições positivas de CCEARs, por recursos resultantes da aplicação das penalidades estabelecidas no Artigo 3º do Decreto nº 5.163, de 2004 e multa por inadimplência no MVE.

Caso, após o alívio das exposições negativas, se verifique um saldo remanescente de recursos, este valor é rateado entre todos os agentes distribuidores, na proporção de suas quantidades contratadas em CCEARs, CCENs e CCGFs.

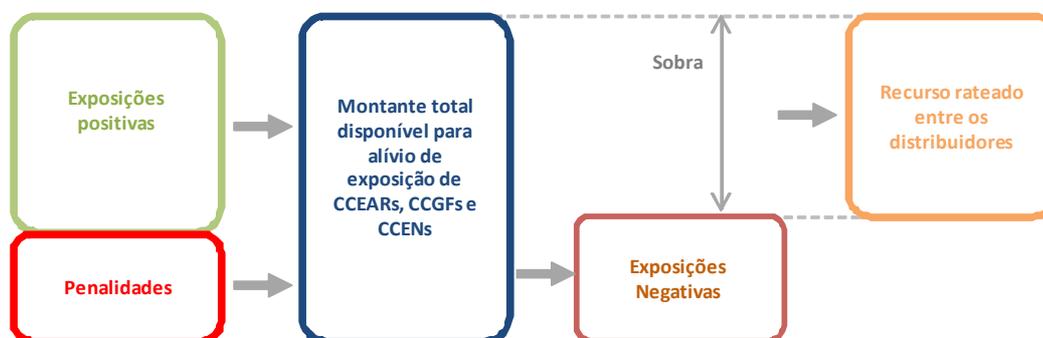


Figura 10: Alívio das Exposições Financeiras dos CCEARs, CCGFs e CCENs, em caso de suficiência de recursos para alívio das exposições negativas

Entretanto, caso o montante total das exposições positivas, acrescido dos recursos provenientes da aplicação das penalidades, não seja suficiente para o alívio integral das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs, o alívio é realizado proporcionalmente às exposições negativas dos

compradores e as exposições negativas remanescentes são rateadas entre os distribuidores na proporção de suas quantidades contratadas em CCEARs, CCGFs e CCENs.

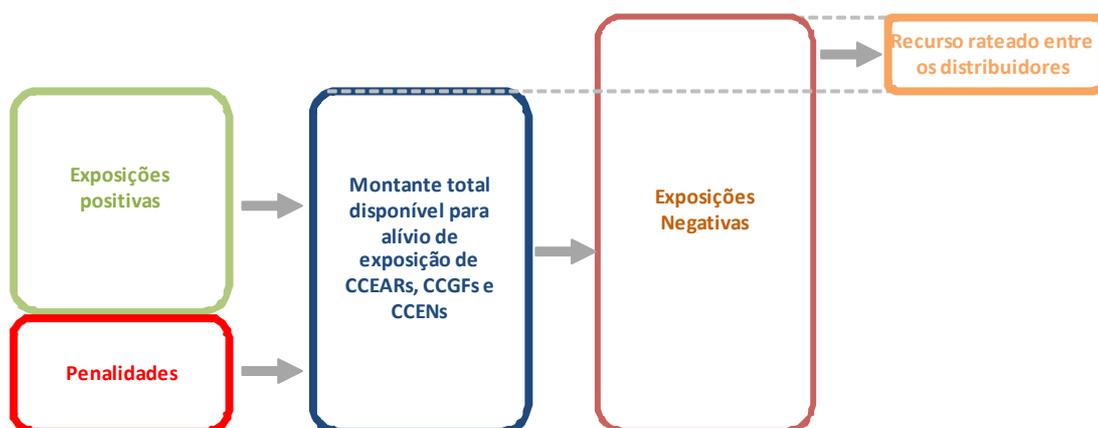


Figura 11: Alívio das Exposições Financeiras dos CCEARs, CCGFs e CCENs, em caso de insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas

## 2. Alocação do Excedente Financeiro

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Tratamento das Exposições”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Cálculo do Excedente Financeiro

#### Objetivo:

Determinar o Excedente Financeiro disponível para alocação em função do fluxo de energia observado entre submercados de preços diferentes entre si.

#### Contexto:

A primeira etapa do presente módulo estabelece o Excedente Financeiro em função do Balanço Energético dos agentes que corresponde ao volume de energia comercializado no Mercado de Curto Prazo (MCP). A [Figura 12](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

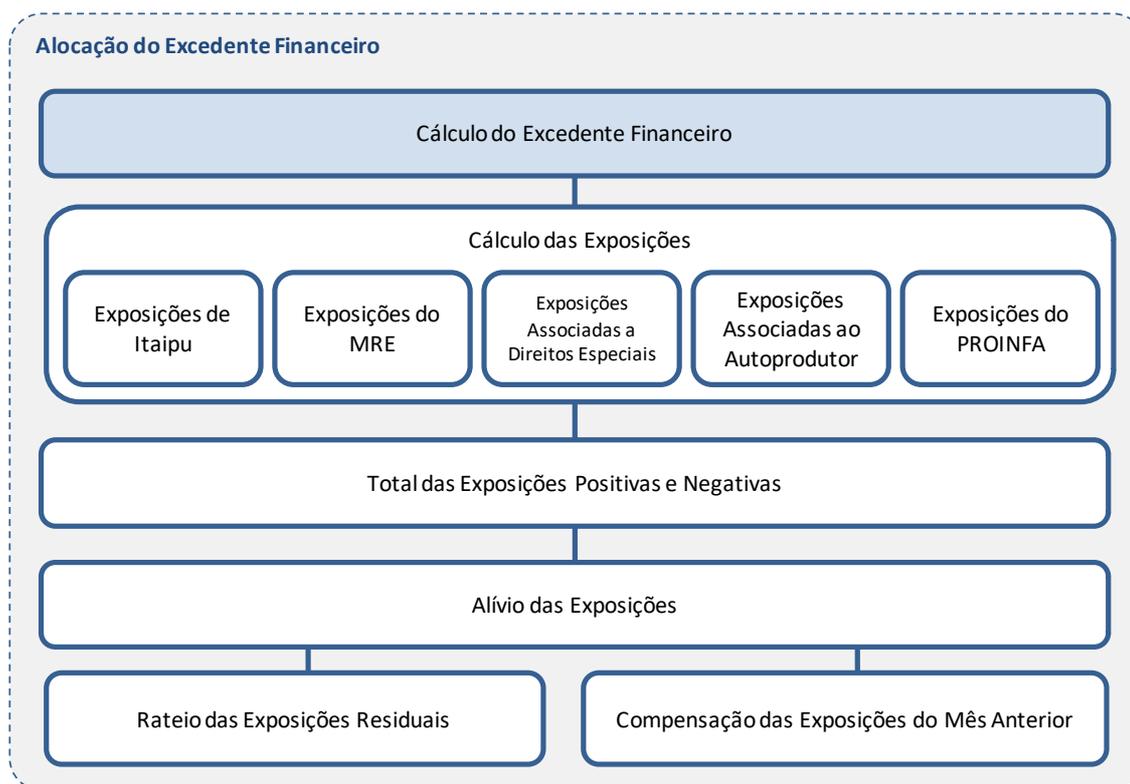


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

### 2.1.1. Detalhamento do cálculo do Excedente Financeiro

O processo de cálculo do Excedente Financeiro, expresso em reais (R\$), é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. O Excedente Financeiro depende da consolidação dos balanços energéticos dos agentes apurados em cada submercado expresso em termos de energia (MWh). Desta forma, a Posição Líquida Total apurada por submercado e por período de comercialização, é dada pela expressão:

$$TNET_{s,j} = \sum_{a \in s} NET_{a,s,j}$$

Onde:

$TNET_{s,j}$  é a Posição Líquida Total apurada por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$NET_{a,s,j}$  é o Balanço Energético do perfil de agente “a” no submercado “s”, para o período de comercialização “j”

2. O Excedente Financeiro do mês de apuração corresponde à diferença entre o total de pagamentos e o total de recebimentos no MCP, sendo que o total de pagamentos e recebimentos é determinado pela aplicação do Preço de Liquidação das Diferenças na Posição Líquida Total apurada em cada submercado, por período de comercialização. Dessa forma o valor do Excedente Financeiro é dado pela totalização mensal dos submercados conforme a seguinte expressão:

$$EXCF_m = -1 * \sum_{j \in m} \sum_s (TNET_{s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$EXCF_m$  é o Excedente Financeiro no mês de apuração “m”

$TNET_{s,j}$  é a Posição Líquida Total apurada por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

### Importante:

Como, na posição líquida total, valores negativos significam pagamentos, e de modo análogo, valores positivos significam recebimentos, quando é feita a totalização mensal dos submercados o Excedente Financeiro sairia com o sinal invertido. Dessa forma, é preciso inverter o sinal para que o Excedente Financeiro seja representado como um recurso “positivo” para alocação.

## 2.1.2. Dados de Entrada do Cálculo do Excedente Financeiro

<b>Balanco Energético do Agente</b>		
<b>NET<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	O Balanço Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente “a”, por submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), para cada período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanço Energético (Cálculo do Balanço Energético)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.1.3. Dados de Saída do Cálculo do Excedente Financeiro

		Excedente Financeiro
EXCF <sub>m</sub>	Descrição	O Excedente Financeiro corresponde à diferença entre o total de pagamentos e de recebimentos dos agentes em função da energia comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP) dadas as eventuais diferenças de preços entre os submercados do SIN. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.2. Cálculo das Exposições

### Objetivo:

Determinar os montantes apurados relativos às exposições positivas e negativas em função da diferença de preços entre os submercados para contratos de Itaipu, PROINFA, autoprodução, contratos com direitos especiais e alocações de energia para cobertura de garantia física em função da participação no MRE.

### Contexto:

O cálculo das exposições identifica os montantes a serem ajustados na contabilização dos agentes face às eventuais diferenças de preços entre submercados em casos específicos de comercialização definidos na legislação vigente. A [Figura 13](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

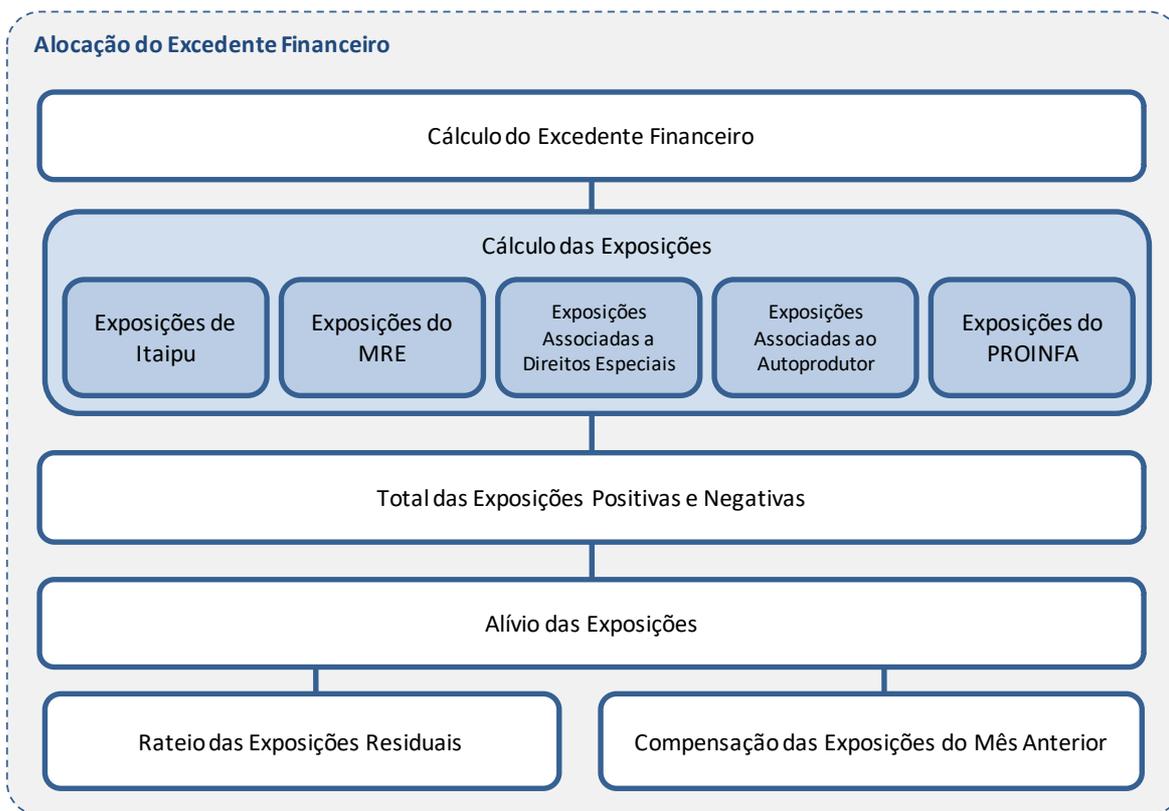


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

### 2.2.1. Detalhamento do Cálculo das Exposições de Itaipu

O processo de cálculo das exposições de Itaipu em função das eventuais diferenças de preços entre submercados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

3. A energia comercializada a partir da usina de Itaipu possui direito ao alívio de exposições conforme a legislação vigente. Para determinação do total de exposições positivas ou negativas decorrentes da comercialização de Itaipu é calculada a Energia para Verificação de Exposição de Itaipu correspondente ao total de contratos firmados entre o Agente Comercializador da Energia de Itaipu, representado pela Eletrobrás, e os agentes que possuem cota, parte da usina, dada pela expressão:

$$EVE\_IT_{a,s,s^*,j} = \sum_{\substack{e \in S \\ e \in a}} CQ_{e,j}$$

Onde:

$EVE\_IT_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação de Exposição de Itaipu para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), por período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no Período de Comercialização “j”

4. A Exposição Financeira entre Submercados relativa à Itaipu é calculada a partir da energia comercializada pela usina, identificada pela variável Energia para Verificação de Exposição de

Itaipu e a diferença entre o PLD do submercado onde a energia é efetivamente entregue pela usina, ou seja, o submercado SE/CO e o submercado onde a energia é registrada pelo contrato. A Exposição Financeira entre Submercados relativa à Itaipu é dada pela expressão:

$$EFS\_IT_{a,s,s^*,j} = EVE\_IT_{a,s,s^*,j} * (PLD_{s^*,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$EFS\_IT_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados relativa a Itaipu, determinada para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), por período de comercialização “j”

$EVE\_IT_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação de Exposição de Itaipu para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia. Para o cálculo específico das exposições financeiras decorrentes de Itaipu, o submercado de origem corresponde ao submercado SE/CO

5. Os valores positivos para a Exposição Financeira entre Submercados relativa à Itaipu correspondem a Exposição Financeira **Positiva** de Itaipu. Em contrapartida, valores negativos identificam uma Exposição Financeira **Negativa** de Itaipu. Esses montantes são expressos em reais (R\$) e calculados por período de comercialização, por meio das seguintes expressões:

$$EFS\_IT\_P_{a,s,s^*,j} = \max(0; EFS\_IT_{a,s,s^*,j})$$

e

$$EFS\_IT\_N_{a,s,s^*,j} = -\min(0; EFS\_IT_{a,s,s^*,j})$$

Onde:

$EFS\_IT\_P_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva de Itaipu, determinada para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), no período de comercialização “j”

$EFS\_IT\_N_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa de Itaipu, determinada para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), no período de comercialização “j”

$EFS\_IT_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados relativa a Itaipu, determinada para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), no período de comercialização “j”

## 2.2.2. Detalhamento do Cálculo das Exposições do MRE

O processo de cálculo das exposições do MRE em função da alocação de energia para cobertura de garantia física e das eventuais diferenças de preços entre submercados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

6. A exposição financeira de cada usina participante do MRE é associada aos montantes de energia provenientes de submercados externos a cada uma de suas usinas, necessários para integralizar sua garantia física, valorados pelas diferenças de PLDs entre submercados:

$$EFS\_MRE_{p,s,s^*,j} = COBGFIS\_P_{p,s^*,j} * (PLD_{s^*,j} - PLD_{s,j})$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$EFS\_MRE_{p,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados relativa ao MRE, para cada parcela de usina “p” participante do MRE, referente ao submercado onde a usina se localiza “s”, para cada submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s\*”, no período de comercialização “j”

$COBGFIS\_P_{p,s,j}$  é a Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física para a parcela de usina “p” e por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“s\*” representa o submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física.

7. Os valores positivos para a Exposição Financeira entre Submercados relativa ao MRE correspondem a Exposição Financeira **Positiva** em função do MRE. Em contrapartida, valores negativos identificam uma Exposição Financeira **Negativa** em função do MRE. Esses montantes são expressos em reais (R\$) e calculados por período de comercialização, por meio das seguintes expressões:

$$EFS\_MRE\_P_{p,s,s^*,j} = \max(0; EFS\_MRE_{p,s,s^*,j})$$

$$e$$

$$EFS\_MRE\_N_{p,s,s^*,j} = -\min(0; EFS\_MRE_{p,s,s^*,j})$$

Onde:

$EFS\_MRE\_P_{p,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva em Função do MRE de cada parcela de usina “p” participante do MRE, referente ao submercado “s” onde a usina se localiza, para cada submercado “s\*” onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física, no período de comercialização “j”

$EFS\_MRE\_N_{p,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa em Função do MRE de cada parcela de usina “p” participante do MRE, referente ao submercado “s” onde a usina se

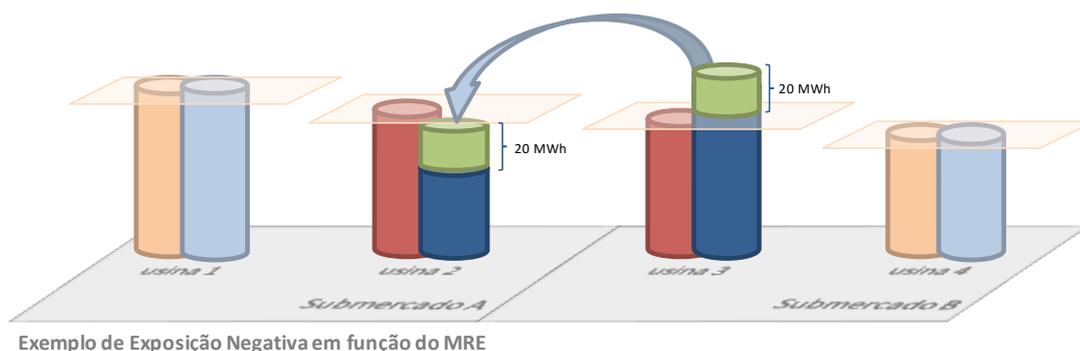
localiza, para cada submercado “s\*” onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física, no período de comercialização “j”

$EFS\_MRE_{p,s*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados relativa ao MRE, para cada parcela de usina “p” participante do MRE, referente ao submercado “s” onde a usina se localiza, para cada submercado “s\*” onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física, no período de comercialização “j”

### Importante:

A Exposição Financeira Negativa em Função do MRE indica que determinada usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física em um submercado onde o PLD foi estabelecido como sendo mais baixo que no submercado próprio da usina no período apurado.

### Representação Gráfica



Exemplo de Exposição Negativa em função do MRE

Cobertura para Garantia Física Alocada no Submercado B da Usina 2 (COBGFIS_P)	PLD Submercado A	PLD Submercado B	Exposição (EFS_MRE)	Exposição Negativa (EFS_MRE_N)
20 MWh	R\$ 100 / MWh	R\$ 10 / MWh	$20 \times (10-100) =$ R\$ - 1.800,00	R\$ 1.800,00

Figura 14: Exemplo de Exposição Negativa em Função do MRE

### 2.2.3. Detalhamento do Cálculo das Exposições Associadas a Direitos Especiais

O processo de cálculo das exposições associadas a Direitos Especiais em função das eventuais diferenças de preços entre submercados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

- Contratos com Direitos Especiais são contratos estabelecidos pela ANEEL através das Resoluções 211/2001 e 431/2001, com tratamento disciplinado pelo Despacho 288/2002 da mesma agência. Esses contratos possuem direito ao alívio das exposições financeiras observadas em função das eventuais diferenças de preços entre submercados.
- A Quantidade Contratada com Direitos Especiais de cada agente, por par de submercado origem e entrega, por período de comercialização, necessária para o cálculo das exposições positivas e negativas é dada pela seguinte expressão:

$$CQ\_DE_{a,s,s^*,j} = \sum_{e \in EADE} CQ_{e,j}$$

Onde:

$CQ\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Quantidade Contratada com Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no Período de Comercialização “j”

“EADE” é o conjunto de contratos de venda “e” com Direitos Especiais definidos em regulamentação específica “e”, pertencentes ao perfil de agente “a”, no submercado de entrega “s”

“s\*” representa o submercado de origem da energia

“s” representa o submercado de entrega da energia

10. O valor da Energia para Verificação de Exposição de Direitos Especiais de cada agente é função da Quantidade Contratada com Direitos Especiais efetivamente passíveis de alívio pelo mercado, de acordo com a opção do agente vendedor. Esse cálculo se faz necessário porque, de acordo com a regulação vigente, o agente vendedor de contratos com direitos especiais pode optar, nos termos dos Procedimentos de Comercialização específicos, por restringir o alívio de exposição aos quais está sujeito. Essa verificação é realizada por meio da aplicação do Fator de Utilização da Energia de Direitos Especiais, dada pela seguinte expressão:

$$EVE\_DE_{a,s,s^*,j} = CQ\_DE_{a,s,s^*,j} * F\_DE_{a,s,s^*,m}$$

Onde:

$EVE\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação de Exposição de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CQ\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Quantidade Contratada com Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F\_DE_{a,s,s^*,m}$  é o Fator de utilização da energia de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*”, entregue no submercado “s”, no mês de apuração “m”

- 10.1. O Fator de Utilização da Energia de Direitos Especiais para determinação das exposições é dado pela relação entre a quantidade mensal de energia passível de alívio, declarada pelo agente vendedor, por mês, nos termos dos Procedimentos de Comercialização e a Quantidade Contratada com Direitos Especiais, limitado a 100% e dado pela expressão:

$$F\_DE_{a,s,s^*,m} = \min \left( 1; \frac{EMDE_{a,s,s^*,m}}{\sum_{j \in m} CQ\_DE_{a,s,s^*,j}} \right)$$

Onde:

$F\_DE_{a,s,s^*,m}$  é o Fator de utilização da energia de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” entregue no submercado “s”, no mês de apuração “m”

$CQ\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Quantidade Contratada com Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EMDE_{a,s,s^*,m}$  é a Energia Mensal de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no mês de apuração “m”

11. O cálculo da Exposição Financeira entre Submercados por Direitos Especiais é determinado em função da Energia para Verificação de Exposição de Direitos Especiais valorada pela eventual diferença de preços entre os submercados de origem e de entrega da energia, dado pela expressão:

$$EFS\_DE_{a,s,s^*,j} = EVE\_DE_{a,s,s^*,j} * (PLD_{s^*,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$EFS\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados por Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EVE\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação de Exposição de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia

“s” representa o submercado de entrega da energia

12. Os valores positivos para a Exposição Financeira entre Submercados por Direitos Especiais correspondem a Exposição Financeira **Positiva** por Direitos Especiais. Em contrapartida, valores negativos identificam uma Exposição Financeira **Negativa** por Direitos Especiais. Esses montantes são expressos em reais (R\$) e calculados por período de comercialização, por meio das seguintes expressões:

$$EFS\_DE\_P_{a,s,s^*,j} = \max(0; EFS\_DE_{a,s,s^*,j})$$

e

$$EFS\_DE\_N_{a,s,s^*,j} = -\min(0; EFS\_DE_{a,s,s^*,j})$$

Onde:

$EFS\_DE\_P_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_DE\_N_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_DE_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados por Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia

“s” representa o submercado de entrega da energia

#### 2.2.4. Detalhamento do Cálculo das Exposições Associadas ao Autoprodutor

O processo de cálculo das exposições associadas ao agente autoprodutor em função das eventuais diferenças de preços entre submercados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

13. Configuram-se como autoprodutores, para fins de cálculo de exposições, os concessionários de serviços públicos de geração em consórcios estabelecidos com base no Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993, ou em concessões outorgadas até 12 de agosto de 1998, com base na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou prorrogadas com base no art. 20º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.
14. O agente de autoprodução com carga em apenas um submercado deverá informar à CCEE, antes do início do ano, o submercado no qual quer receber alívio de exposição, sendo vetado ao agente o registro no submercado onde não possui carga. Identificado por **Modalidade “S”**, tal cálculo de exposição será realizado com base nos montantes de carga em cada submercado e a energia de autoprodução desse agente.
15. Além da **Modalidade “S”**, o agente de autoprodução, que possui carga em mais de um submercado, tem o direito de optar por declarar, irrevogavelmente, no ano anterior ao ano de referência, os volumes mensais de carga para os quais esse agente deseja que seja promovido alívio de exposições, em cada submercado onde possui carga. Identificada por **Modalidade “M”**, essa regra para o cálculo de exposições por autoprodução limitará essa alocação entre o valor da carga, o valor declarado pelo agente e a energia de autoprodução, neste caso, formada pelos contratos que representam a energia de autoprodução.
16. Aos agentes que optarem pela declaração dos montantes mensais de energia, para fins de alívio de exposições negativas, caso haja mudança da participação societária ao longo do ano, a parcela de energia referente ao aumento na participação do consórcio poderá ser objeto de nova declaração, de maneira análoga ao critério de revisão de sazonalização de garantia física, constante em Procedimento de Comercialização específico.
17. O cálculo de exposições de autoprodução será limitado pelo menor valor entre a geração e o consumo do agente autoprodutor.
18. A determinação do Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras dos agentes de autoprodução que optaram pela **Modalidade “S”** é realizada da seguinte forma:

*Se o agente escolheu o submercado “s” (N, NE, S, SE/CO) para alívio de exposição:*

$$TRCEF\_AP_{a,s,j} = TRC_{a,s,j}$$

*Do contrário:*

$$TRCEF\_AP_{a,s,j} = 0$$

Onde:

$TRCEF\_AP_{a,s,j}$  é o Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, referente a carga selecionada para entrega no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s” por período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente autoprodutor

19. A determinação do Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras dos agentes de autoprodução que optaram pela **Modalidade “M”** é realizada da seguinte forma:

$$TRCEF\_AP_{a,s,j} = \min(TRC_{a,s,j}; QEMAE\_AP_{a,s,j})$$

Onde:

$TRCEF\_AP_{a,s,j}$  é o Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, referente a carga selecionada para entrega no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s” no período de comercialização “j”

$QEMAE\_AP_{a,s,j}$  Quantidade de Energia Declarada Modulada para Alívio de Exposições do perfil de agente “a”, de autoprodução, do submercado “s”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

- 19.1. A Quantidade Mensal de Energia Declarada para Cálculo de Exposições de Autoprodução deve ser modulada conforme o consumo verificado do agente no submercado de modo a compatibilizar a declaração mensal do agente ao consumo efetivo de autoprodução. Dessa forma a Quantidade de Energia Declarada Modulada para Alívio de Exposições será determinada conforme a seguinte expressão, por período de comercialização:

$$QEMAE\_AP_{a,s,j} = QEDAE\_AP_{a,s,m} * \frac{TRC_{a,s,j}}{\sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}$$

Onde:

$QEMAE\_AP_{a,s,j}$  é a Quantidade de Energia Declarada Modulada para Alívio de Exposições do perfil de agente “a”, de autoprodução, do submercado “s”, no período de comercialização “j”

$QEDAE\_AP_{a,s,m}$  é a Quantidade Mensal de Energia Declarada para Alívio de Exposições de Autoprodução do perfil de agente “a”, para o submercado, “s” no mês de apuração “m”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s” no período de comercialização “j”

a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

20. O Fator de Atendimento ao Consumo para Apuração das Exposições de Autoprodução representa o percentual da carga atendida por autoprodução, limitado a 100%. Deste modo, não existe a possibilidade de apuração de uma exposição financeira verificada maior que a carga ou conjunto de cargas do agente autoprodutor. O Fator de Atendimento ao Consumo para Apuração das Exposições de Autoprodução é dado pela seguinte expressão:

$$F_{ACE\_AP_{a,j}} = \min \left( 1; \frac{\sum_s RAE\_AP_{a,s,j}}{\sum_s TRCEF\_AP_{a,s,j}} \right)$$

Onde:

$F_{ACE\_AP_{a,j}}$  é o Fator de Atendimento ao Consumo para Apuração das Exposições de Autoprodução do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$RAE\_AP_{a,s,j}$  é o Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRCEF\_AP_{a,s,j}$  é o Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, referente a carga selecionada para entrega no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

- 20.1. O cálculo do Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução do agente representa o lastro para atendimento da carga ou conjunto de cargas do agente autoprodutor em cada submercado do SIN. Esse recurso é definido pelo total de garantias físicas, de suas usinas participantes do MRE, e da produção de energia de suas usinas não participantes do MRE, ambas com direito a alívio de autoprodução, acrescido do Total de Contratos de Compra para repasse de Autoprodução. O Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução é dado pela expressão:

$$RAE\_AP_{a,s,j} = \sum_{\substack{p \in PMRE \\ p \in PAP \\ p \in s}} GFIS\_3_{p,j} + \sum_{\substack{p \notin PMRE \\ p \in PAP \\ p \in s}} G_{p,j} + TCC\_AP_{a,s,j}$$

Onde:

$RAE\_AP_{a,s,j}$  é o Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_3_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$TCC\_AP_{a,s,j}$  é o Total de Contrato de Compra para repasse de Autoprodução do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“PAP” é o conjunto parcelas de usinas “p”, com direito a alívio de autoprodução, pertencentes ao perfil de agente “a”

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

- 20.1.1. O Total de Contratos de Compra para repasse de Autoprodução é determinado pela soma dos Contratos com tal indicação, por agente, submercado de registro e período de comercialização, conforme seguinte expressão:

$$TCC\_AP_{a,s,j} = \sum_{\substack{e \in ECAP \\ e \in S}} CQ_{e,j}$$

Onde:

$TCC\_AP_{a,s,j}$  é o Total de Contrato de Compra para repasse de Autoprodução do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“ECAP” é o conjunto de contratos “e”, de compra de repasse de Autoprodução, do perfil de agente “a”

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

21. O Consumo Total Atendido pelo Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução corresponde à porção do Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras efetivamente atendido por recursos do autoprodutor, dado pela expressão:

$$TRCEF\_EVE\_AP_{a,s,j} = TRCEF\_AP_{a,s,j} * F\_ACE\_AP_{a,j}$$

Onde:

$TRCEF\_EVE\_AP_{a,s,j}$  é o Consumo Total Atendido pelo Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução do perfil de agente “a”, no submercado de consumo “s”, no período de comercialização “j”

$TRCEF\_AP_{a,s,j}$  é o Consumo Total Associado ao Submercado para Apuração das Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, referente a carga selecionada para entrega no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F\_ACE\_AP_{a,j}$  é o Fator de Atendimento ao Consumo para Apuração das Exposições de Autoprodução do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

22. O valor da Energia para Verificação de Exposição de Autoprodução, de cada agente e em cada par de submercado (origem e consumo, neste caso) é determinado a partir do Consumo Total Atendido pelo Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução em cada submercado em função da proporção de recursos verificada em cada submercado. Essa verificação é realizada

por meio da aplicação do Fator de Destinação de Recursos de Autoprodução, dada pela seguinte expressão:

$$EVE\_AP_{a,s,s^*,j} = TRCEF\_EVE\_AP_{a,s,j} * F\_DGAP_{a,s^*,j}$$

Onde:

$EVE\_AP_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação de Exposição de Autoprodução do perfil de agente "a", referente a venda da energia originada no submercado "s\*" a ser entregue no submercado "s", no período de comercialização "j"

$TRCEF\_EVE\_AP_{a,s,j}$  é o Consumo Total Atendido pelo Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução do perfil de agente "a", no submercado de consumo "s", no período de comercialização "j"

$F\_DGAP_{a,s,j}$  é o Fator de Destinação de Recursos de Autoprodução do perfil de agente "a", no submercado "s\*", no período de comercialização "j"

"s\*" representa o submercado de origem da energia

"a" representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade "S" ou "M"

22.1. O Fator de Destinação dos Recursos de Autoprodução para cálculo de exposições é dado pela relação entre os recursos apurados para um dado submercado em relação ao total de recursos de autoprodução do SIN atribuídos ao agente autoprodutor, conforme a seguinte expressão:

$$F\_DGAP_{a,s,j} = \frac{RAE\_AP_{a,s,j}}{\sum_s RAE\_AP_{a,s,j}}$$

Onde:

$F\_DGAP_{a,s,j}$  é o Fator de Destinação de Recursos de Autoprodução do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$RAE\_AP_{a,s,j}$  é o Recurso para Alívio de Exposição de Autoprodução do perfil de agente "a", no submercado "s", no período de comercialização "j"

"a" representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade "S" ou "M"

23. O cálculo da Exposição Financeira entre Submercados do Autoprodutor é determinado em função da Energia para Verificação de Exposição de Autoprodução valorada pela eventual diferença de preços entre os submercados de origem e de consumo neste caso da energia, dado pela expressão:

$$EFS\_AP_{a,s,s^*,j} = EVE\_AP_{a,s,s^*,j} * (PLD_{s^*,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$EFS\_AP_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira do perfil de agente Autoprodutor "a", referente a venda da energia originada no submercado "s\*" a ser entregue/consumida no submercado "s", no período de comercialização "j"

$EVE\_AP_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação de Exposição de Autoprodução do perfil de agente "a", referente a venda da energia originada no submercado "s\*" a ser entregue no submercado "s", no período de comercialização "j"

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

24. Os valores positivos para a Exposição Financeira entre Submercados do Autoprodutor correspondem a Exposição Financeira **Positiva** do Autoprodutor. Em compensação, valores negativos identificam uma Exposição Financeira **Negativa** do Autoprodutor. Esses montantes são expressos em reais (R\$) e calculados por período de comercialização, por meio das seguintes expressões:

$$EFS\_AP\_P_{a,s,s^*,j} = \max(0; EFS\_AP_{a,s,s^*,j})$$

e

$$EFS\_AP\_N_{a,s,s^*,j} = -\min(0; EFS\_AP_{a,s,s^*,j})$$

Onde:

$EFS\_AP\_P_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva do perfil de agente Autoprodutor “a” referente a venda da energia originada no submercado “s\*” a ser entregue/consumida no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_AP\_N_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa do perfil de agente Autoprodutor “a” referente a venda da energia originada no submercado “s\*” a ser entregue/consumida no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_AP_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira do perfil de agente Autoprodutor “a”, referente a venda da energia originada no submercado “s\*” a ser entregue/consumida no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia

“a” representa o perfil de agente em que foi realizado a declaração da Modalidade “S” ou “M”

### 2.2.5. Detalhamento do Cálculo das Exposições do PROINFA

O processo de cálculo das exposições associadas aos contratos PROINFA em função das eventuais diferenças de preços entre submercados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

25. A ELETROBRÁS será o Agente Comercializador da Energia do PROINFA na CCEE, representante das centrais geradoras que celebrarem contratos no âmbito do PROINFA.
26. O Agente Comercializador da Energia do PROINFA terá calculado seu saldo de recursos para atendimento aos contratos do PROINFA em outros submercados, dado pela diferença entre o recurso disponível e a energia contratada no âmbito do PROINFA naquele submercado. Desta forma, o Saldo de Recursos Disponíveis do PROINFA em cada submercado é dado pela seguinte expressão:

$$SRD\_PFA_{a,s,j} = \left( \sum_{\substack{p \in a \\ p \in PMRE \\ p \in s}} GFIS\_RB_{p,j} + \sum_{\substack{p \in a \\ p \notin PMRE \\ p \in s}} G_{p,j} \right) - PCL_{a,s,j}$$

Onde:

$SRD\_PFA_{a,s,j}$  é o Saldo de Recursos Disponíveis do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_RB_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica da parcela de usina “p” participante do MRE por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$PCL_{a,s,j}$  é a Posição Contratual Líquida por perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“a” representa o perfil de Agente Comercializador de Energia do PROINFA

27. Os valores positivos para o Saldo de Recursos Disponíveis do PROINFA são tratados por Sobra de Recursos do PROINFA. Em contrapartida, valores negativos para o saldo são tratados por Déficit de Recursos do PROINFA. Dados pelas seguintes expressões:

$$SOBRA\_PFA_{a,s,j} = \max(0; SRD\_PFA_{a,s,j})$$

e

$$DEFICIT\_PFA_{a,s,j} = -\min(0; SRD\_PFA_{a,s,j})$$

Onde:

$SOBRA\_PFA_{a,s,j}$  é a Sobra de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

$SRD\_PFA_{a,s,j}$  é o Saldo de Recursos Disponíveis do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

$DEFICIT\_PFA_{a,s,j}$  é o Déficit de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de Agente Comercializador de Energia do PROINFA

28. Uma vez determinadas as sobras e déficits do PROINFA por submercado, são consolidados os totais de sobras e déficits em todos os submercados, definidos por período de comercialização, por semana e expressos por:

$$TSOBRA\_PFA_{a,j} = \sum_s SOBRA\_PFA_{a,s,j}$$

e

$$TDEFICIT\_PFA_{a,j} = \sum_s DEFICIT\_PFA_{a,s,j}$$

Onde:

$TSOBRA\_PFA_{a,j}$  é o Total de Sobras de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$SOBRA\_PFA_{a,s,j}$  é a Sobra de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TDEFICIT\_PFA_{a,j}$  é o Total de Déficit de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$DEFICIT\_PFA_{a,s,j}$  é o Déficit de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente Comercializador de Energia do PROINFA

29. Os recursos disponíveis do PROINFA, utilizados para o atendimento aos contratos entre submercados serão alocados aos submercados deficitários na proporção de seus déficits, sem considerar a diferença de preços entre os submercados.
30. A Quantidade Necessária de Sobra para Atendimento aos Déficits do PROINFA é calculada pela sobra apurada proporcional à sua utilização para cobertura dos déficits. A determinação da Quantidade Necessária de Sobra para Atendimento aos Déficits do PROINFA é realizada por meio da aplicação de um Fator de Utilização das Sobras para Atendimento aos Déficits sobre as sobras apuradas, dada pela expressão:

$$QNSAD\_PFA_{a,s,j} = SOBRA\_PFA_{a,s,j} * F\_SAD\_PFA_{a,j}$$

Onde:

$QNSAD\_PFA_{a,s,j}$  é a Quantidade Necessária de Sobra para Atendimento aos Déficits do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

$SOBRA\_PFA_{a,s,j}$  é a Sobra de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

$F\_SAD\_PFA_{a,j}$  é o Fator de Utilização das Sobras para Atendimento aos Déficits do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente Comercializador de Energia do PROINFA

- 30.1. O Fator de Utilização das Sobras para Atendimento aos Déficits é calculado pela relação entre o Total de Déficit pelo Total de Sobras de Recursos do PROINFA limitado a 100% para que a eventual sobra dos recursos disponíveis do PROINFA seja considerada como sendo utilizada em submercados com déficits de recursos do PROINFA, não podendo ultrapassar o valor do déficit:

$$F\_SAD\_PFA_{a,j} = \min \left( 1; \frac{TDEFICIT\_PFA_{a,j}}{TSOBRA\_PFA_{a,j}} \right)$$

Onde:

$F\_SAD\_PFA_{a,j}$  é o Fator de Utilização das Sobras para Atendimento aos Déficits do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

TDEFICIT\_PFA<sub>a,j</sub> é o Total de Déficit de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

TSOBRA\_PFA<sub>a,j</sub> é o Total de Sobras de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente Comercializador de Energia do PROINFA

31. O valor da Energia para Verificação de Exposição do PROINFA é determinado a partir da Quantidade Necessária de Sobra para Atendimento aos Déficits do PROINFA alocada em cada submercado na proporção dos déficits apurados em relação ao déficit total, dada pela seguinte expressão:

$$EVE\_PFA_{a,s,s^*,j} = QNSAD\_PFA_{a,s^*,j} * \left( \frac{DEFICIT\_PFA_{a,s,j}}{TDEFICIT\_PFA_{a,j}} \right)$$

Onde:

EVE\_PFA<sub>a,s,s\*,j</sub> é a Energia para Verificação de Exposição do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado que está com sobra de energia “s\*” e em cada submercado com déficit “s”, no período de comercialização “j”

QNSAD\_PFA<sub>a,s,j</sub> é a Quantidade Necessária de Sobra para Atendimento aos Déficits do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

DEFICIT\_PFA<sub>a,s,j</sub> é o Déficit de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, em cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

TDEFICIT\_PFA<sub>a,j</sub> é o Total de Déficit de Recursos do PROINFA do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

“a” representa o perfil de agente Comercializador de Energia do PROINFA

“s\*” representa o submercado de origem da energia, no caso, o submercado que está com sobra de energia

32. A energia referente aos recursos disponíveis do PROINFA, utilizada para atendimento a contratos em outros submercados terá direito ao alívio de exposição, quando houver diferença de preço entre submercados.
33. O cálculo da Exposição Financeira entre Submercados do PROINFA é determinado em função da Energia para Verificação de Exposição do PROINFA valorada pela eventual diferença de preços entre os submercados de sobra e de déficit neste caso, dado pela expressão:

$$EFS\_PFA_{a,s,s^*,j} = EVE\_PFA_{a,s,s^*,j} * (PLD_{s^*,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

EFS\_PFA<sub>a,s,s\*,j</sub> é a Exposição Financeira entre Submercados do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado “s\*” que está com sobra de energia e em cada submercado “s” com déficit, no período de comercialização “j”

EVE\_PFA<sub>a,s,s\*,j</sub> é a Energia para Verificação de Exposição do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado “s\*” que está com sobra de energia e em cada submercado “s” com déficit, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia, no caso, o submercado que está com sobra de energia

34. Os valores positivos para a Exposição Financeira entre Submercados do PROINFA correspondem a Exposição Financeira **Positiva** do PROINFA. Em contrapartida, valores negativos identificam uma Exposição Financeira **Negativa** do PROINFA. Esses montantes são expressos em reais (R\$) e calculados por período de comercialização, por meio das seguintes expressões:

$$EFS\_PFA\_P_{a,s,s^*,j} = \max(0; EFS\_PFA_{a,s,s^*,j})$$

e

$$EFS\_PFA\_N_{a,s,s^*,j} = -\min(0; EFS\_PFA_{a,s,s^*,j})$$

Onde:

$EFS\_PFA\_P_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado “s\*” que está com sobra de energia e em cada submercado “s” com déficit, no período de comercialização “j”

$EFS\_PFA\_N_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado “s\*” que está com sobra de energia e em cada submercado “s” com déficit, no período de comercialização “j”

$EFS\_PFA_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado “s\*” que está com sobra de energia e em cada submercado “s” com déficit, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado de origem da energia, no caso, o submercado que está com sobra de energia

## 2.2.6. Dados de Entrada do Cálculo de Exposições

<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a” no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>

	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>	
CQ <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por Período de Comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Posição Contratual Líquida</b>	
PCL <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Corresponde a diferença entre os contratos de venda e compra em que o perfil de agente “a” é contraparte. A Posição Contratual Líquida é calculada por submercado “s” e por período de comercialização “j”. Valores positivos indicam uma posição vendedora enquanto valores negativos correspondem a uma posição compradora de energia elétrica
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Determinação da Posição Contratual Líquida)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		
	<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados para Cobertura de Garantia Física</b>	
COBG <sub>FIS</sub> _P <sub>p,s,j</sub>	Descrição	Corresponde ao volume de energia elétrica, de outros submercados, utilizado para atendimento dos déficits de geração do MRE por parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Processo de Cobertura dos Déficits Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		

<b>Garantia Física Modulada Ajustada para o MRE</b>		
<b>GFIS<sub>3p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p”, ajustada em função da existência de energia suficiente para cobertura das garantias físicas totais do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Energia Secundária)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Modulada Ajustada em Função das Perdas da Rede Básica</b>		
<b>GFIS<sub>RBp,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física modulada da parcela de usina “p”, ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica, no Período de Comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Energia Mensal de Direitos Especiais</b>		
<b>EMDE<sub>a,s,s*,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de energia declarada, conforme Procedimentos de Comercialização específicos, do perfil de agente “a” detentor de direito de alívio de exposição pela venda da energia gerada a partir de usinas com Direitos Especiais, localizadas no submercado origem “s*” com entrega no submercado “s”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Mensal de Energia Declarada para Alívio de Exposições de Autoprodução</b>	
<b>QEDAE_AP<sub>a,s,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Quantidade de energia declarada do perfil de agente autoprodutor “a” para cálculo do alívio de exposições das cargas localizadas nos submercados “s” para o mês de apuração “m”. Essa declaração é específica para agentes de autoprodução que optaram pela Modalidade “M” e realizada conforme Procedimentos de Comercialização específicos</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Agente</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

### 2.2.7. Dados de Saída do Cálculo de Exposições

<b>Exposição Financeira Positiva do PROINFA</b>	
<b>EFS_PFA_P<sub>a,s,s*,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre o submercado “s*” com sobra de energia do PROINFA “s*” e submercado com déficit “s”, por perfil de agente vendedor da energia do PROINFA “a” no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

<b>Exposição Financeira Negativa do PROINFA</b>	
<b>EFS_PFA_N<sub>a,s,s*,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre o submercado “s*” com sobra de energia do PROINFA “s*” e submercado com déficit “s”, por perfil de agente vendedor da energia do PROINFA “a” no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

<b>Exposição Financeira Positiva do Autoprodutor</b>	
<b>EFS_AP_P<sub>a,s,s*,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de</p>

	preços entre o submercado origem “s*” e submercado “s” de entrega/consumo, por perfil de agente autoprodutor “a” no período de comercialização “j”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Negativa do Autoprodutor

<b>EFS_AP_N<sub>a,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem “s*” e submercado de entrega/consumo “s”, por agente autoprodutor “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Positiva de Direitos Especiais

<b>EFS_DE_P<sub>a,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem “s*” e submercado de entrega/consumo “s”, por perfil de agente com Direitos Especiais “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Negativa de Direitos Especiais

<b>EFS_DE_N<sub>a,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem “s*” e submercado de entrega/consumo “s”, por agente com Direitos Especiais “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Positiva em Função do MRE

<b>EFS_MRE_P<sub>p,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados onde a usina se localiza
-------------------------------------	-----------	---

	“s” e submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s*”, por parcela de usina integrante do MRE “p” no período de comercialização “j”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Negativa em Função do MRE

EFS_MRE_N <sub>p,s,s*,j</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados onde a usina se localiza “s” e submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s*”, por parcela de usina integrante do MRE “p” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Positiva de Itaipu

EFS_IT_P <sub>a,s,s*,j</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre o submercado SE/CO, “s*”, e submercado para onde a energia de Itaipu é transferida para atendimento de seus cotistas “s”, para o perfil de Agente Comercializador da Energia de Itaipu “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Negativa de Itaipu

EFS_IT_N <sub>a,s,s*,j</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre o submercado SE/CO, “s*”, e submercado para onde a energia de Itaipu é transferida para atendimento de seus cotistas “s”, para o perfil de Agente Comercializador da Energia de Itaipu “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.3. Total das Exposições Positivas e Negativas

### Objetivo:

Consolidar as informações referentes ao cálculo de exposições positivas e negativas por agente no mês de contabilização.

### Contexto:

A determinação do total de exposições positivas e negativas é necessária para que sejam identificados os requisitos financeiros para alívio desses montantes, após a consolidação destes montantes, será calculado o alívio das exposições pelo excedente disponível para alocação aos agentes com esse direito garantido pela legislação vigente. A [Figura 15](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

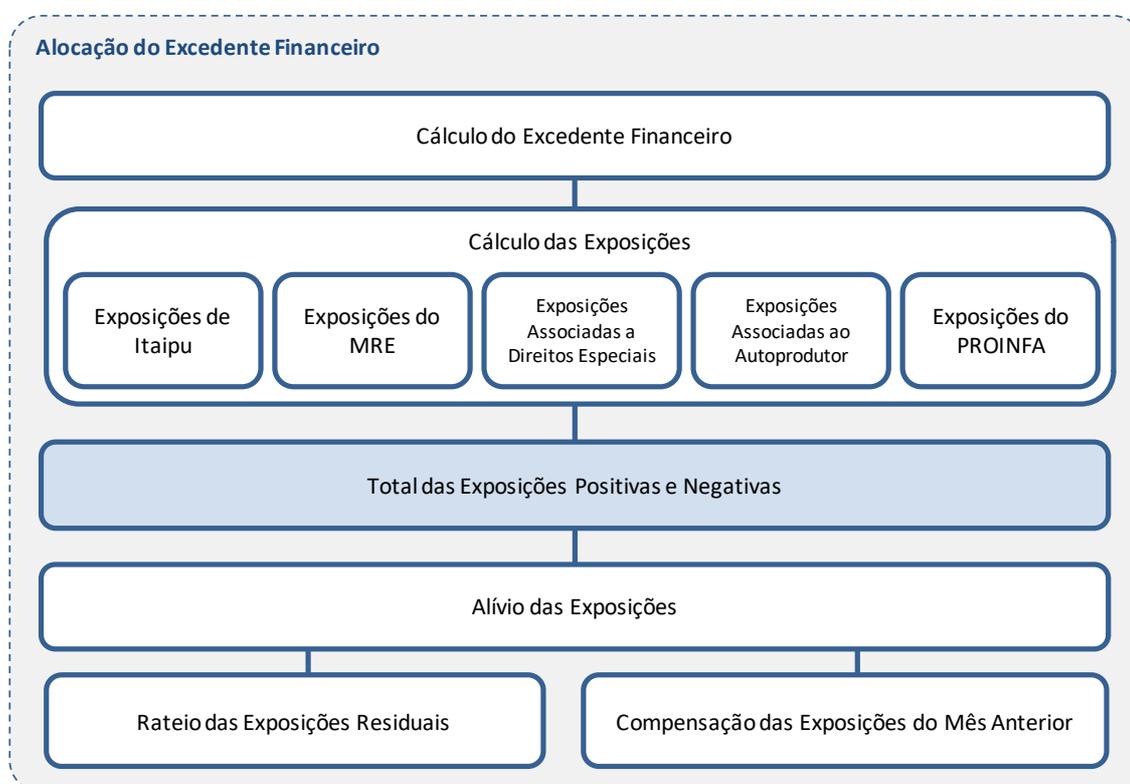


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Tratamento das Exposições"

### 2.3.1. Detalhamento do Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas

O processo de consolidação do total de exposições positivas e negativas é composto pelos seguintes comandos e expressões:

35. O Total de Exposição Financeira Positiva consolidada por agente, período de comercialização, semana e par de submercado (origem e destino ou entrega da energia) é dado pelo resultado da soma de todas as exposições financeiras positivas calculadas na etapa anterior, referentes à Itaipu, cobertura de garantia física de usinas do MRE, contratos do PROINFA, Direitos Especiais e energia de autoprodução entre submercados. Esse total positivo é expresso por:

$$TEFS\_P_{a,s,s^*,j} = EFS\_IT\_P_{a,s,s^*,j} + \sum_{p \in PAS^*} EFS\_MRE\_P_{p,s,s^*,j} + EFS\_DE\_P_{a,s,s^*,j} + EFS\_AP\_P_{a,s,s^*,j} + EFS\_PFA\_P_{a,s,s^*,j}$$

Onde:

TEFS<sub>P<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é o Total de Exposição Financeira Positiva do perfil de agente “a” determinada por submercado origem “s\*” e destino “s”, no período de comercialização “j”

EFS<sub>IT\_P<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é a Exposição Financeira Positiva de Itaipu, determinada para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), no período de comercialização “j”

EFS<sub>MRE\_P<sub>p,s,s\*</sub>,j</sub> é a Exposição Financeira Positiva em Função do MRE de cada parcela de usina “p” participante do MRE, referente ao submercado onde a usina se localiza “s”, para cada submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s\*”, no período de comercialização “j”

EFS<sub>DE\_P<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é a Exposição Financeira Positiva de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

EFS<sub>AP\_P<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é a Exposição Financeira Positiva do perfil de agente Autoprodutor “a” referente a venda da energia originada no submercado “s\*” a ser entregue/consumida no submercado “s”, no período de comercialização “j”

EFS<sub>PFA\_P<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é a Exposição Financeira Positiva do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado que está com sobra de energia “s\*” e em cada submercado com déficit “s”, no período de comercialização “j”

“PAS\*” é o conjunto de usinas “p”, de propriedade do perfil de agente “a”, localizadas no submercado “s”, atendida pelo submercado “s\*”

36. O Total de Exposição Financeira Negativa consolidada por agente, período de comercialização, semana e par de submercado (origem e destino ou entrega da energia) é dado pelo resultado da soma de todas as exposições financeiras negativas apuradas na etapa anterior, referentes à Itaipu, cobertura de garantia física de usinas do MRE, contratos do PROINFA, Direitos Especiais e energia de autoprodução entre submercados. Este total negativo é expresso por:

$$TEFS\_N_{a,s,s^*,j} = EFS\_IT\_N_{a,s,s^*,j} + \sum_{p \in PAS^*} EFS\_MRE\_N_{p,s,s^*,j} + EFS\_DE\_N_{a,s,s^*,j} + EFS\_AP\_N_{a,s,s^*,j} + EFS\_PFA\_N_{a,s,s^*,j}$$

Onde:

TEFS<sub>N<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é o Total de Exposição Financeira Negativa do perfil de agente “a” determinada por submercado origem “s\*” e destino “s”, no período de comercialização “j”

EFS<sub>IT\_N<sub>a,s,s\*</sub>,j</sub> é a Exposição Financeira Negativa de Itaipu, determinada para o perfil de agente comercializador da energia de Itaipu “a”, referente ao submercado para

onde a energia é transferida “s”, do submercado de origem “s\*” (neste caso estabelecido como SE/CO), no período de comercialização “j”

EFS\_MRE\_N<sub>p,s,s\*,j</sub> é a Exposição Financeira Negativa em Função do MRE de cada parcela de usina “p” participante do MRE, referente ao submercado onde a usina se localiza “s”, para cada submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s\*”, no período de comercialização “j”

EFS\_DE\_N<sub>a,s,s\*,j</sub> é a Exposição Financeira Negativa de Direitos Especiais do perfil de agente “a”, referente a venda da energia localizada no submercado “s\*” a ser entregue no submercado “s”, no período de comercialização “j”

EFS\_AP\_N<sub>a,s,s\*,j</sub> é a Exposição Financeira Negativa do perfil de agente Autoprodutor “a” referente a venda da energia originada no submercado “s\*” a ser entregue/consumida no submercado “s”, no período de comercialização “j”

EFS\_PFA\_N<sub>a,s,s\*,j</sub> é a Exposição Financeira Negativa do PROINFA do perfil de agente “a”, no submercado que está com sobra de energia “s\*” e em cada submercado com déficit “s”, no período de comercialização “j” “PAS\*” é o conjunto de usinas “p”, de propriedade do perfil de agente “a”, localizadas no submercado “s”, atendida pelo submercado “s\*”

37. Uma vez consolidados os totais positivos e negativos de exposições em função da eventual diferença de preços entre submercados dos agentes período de comercialização, esses valores são consolidados por mês de apuração com o objetivo de simplificar as operações de alívio de exposições. Também é considerada a inclusão do tratamento de alívio de exposições negativas em recontabilizações. As exposições financeiras positivas e negativas mensais são dadas por meio das seguintes expressões:

$$EF_{P_{a,m}} = \sum_{j \in m} \sum_{s^*} \sum_s TEFS_{P_{a,s,s^*,j}}$$

e

$$EF_{N_{a,m}} = \sum_{j \in m} \sum_{s^*} \sum_s TEFS_{N_{a,s,s^*,j}} + \mathbf{TAR\_EF\_RECONT}_{a,m}$$

Onde:

EF<sub>P<sub>a,m</sub></sub> é a Exposição Financeira Positiva do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

TEFS<sub>P<sub>a,s,s\*,j</sub></sub> é o Total de Exposição Financeira Positiva do perfil de agente “a” determinada por submercado origem “s\*” e destino “s”, no período de comercialização “j”

EF<sub>N<sub>a,m</sub></sub> é a Exposição Financeira Negativa do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

TEFS<sub>N<sub>a,s,s\*,j</sub></sub> é o Total de Exposição Financeira Negativa do perfil de agente “a” determinada por submercado origem “s\*” e destino “s”, no período de comercialização “j”

TAR\_EF\_RECONT<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

37.1. Caso o processamento se trate de recontabilização e a contabilização original do mês de apuração tenha apresentado sobra financeira, são necessários alguns tratamentos específicos para garantir que os efeitos da recontabilização se limitem a apenas um mês. Dessa forma, a Sobra Financeira do Mês para Alívio de Despesas Futuras para fins de Recontabilização que se necessita manter é dada pela seguinte equação:

*Caso o processamento seja referente a uma recontabilização:*

$$SFM\_FUT\_RECONT_m = SFM\_FUT_{m,u-1}$$

*Caso contrário:*

$$SFM\_FUT\_RECONT_m = 0$$

Onde:

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

37.2. O alívio retroativo não é reprocessado em recontabilizações onde houve sobra futura, assim é necessário garantir que sejam mantidos os mesmos efeitos percebidos na contabilização do mês de apuração. Os valores referentes às exposições negativas de meses passados já aliviados na contabilização são incluídos nas exposições negativas do mês recontabilizado, a fim de serem considerados nos montantes passíveis de alívio:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$TAR\_EF\_RECONT_{a,m} = TAR\_EF_{a,m,u-1} + AJ\_AEFA_{a,m,u-1}$$

*Caso contrário:*

$$TAR\_EF\_RECONT_{a,m} = 0$$

Onde:

$TAR\_EF\_RECONT_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR\_EF_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJ\_AEFA_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

### 2.3.2. Dados de Entrada do Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas

<b>Exposição Financeira Positiva do PROINFA</b>		
<b>EFS_PFA_P<sub>a,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados com sobra de energia do PROINFA “s*” e submercado com déficit “s”, por perfil de agente vendedor da energia do PROINFA “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa do PROINFA</b>		
<b>EFS_PFA_N<sub>a,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados com sobra de energia do PROINFA “s*” e submercado com déficit “s”, por perfil de agente vendedor da energia do PROINFA “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Positiva do Autoprodutor</b>		
<b>EFS_AP_P<sub>a,s,s*,j</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem “s*” e submercado de entrega/consumo “s”, por perfil de agente autoprodutor “a” no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa do Autoprodutor</b>		
EFS_AP_N <sub>a,s,s*,j</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem "s*" e submercado de entrega/consumo "s", por perfil de agente autoprodutor "a" no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Positiva de Direitos Especiais</b>		
EFS_DE_P <sub>a,s,s*,j</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem "s*" e submercado de entrega/consumo "s", por perfil de agente com Direitos Especiais "a" no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa de Direitos Especiais</b>		
EFS_DE_N <sub>a,s,s*,j</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados origem "s*" e submercado de entrega/consumo "s", por perfil de agente com Direitos Especiais "a" no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
EFS_MRE_P <sub>p,s,s*,j</sub>	<b>Exposição Financeira Positiva em Função do MRE</b>	

Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados onde a usina se localiza “s” e submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s*”, por parcela de usina integrante do MRE “p” no período de comercialização “j”
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Negativa em Função do MRE

EFS\_MRE\_N<sub>p,s,s\*,j</sub>

Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados onde a usina se localiza “s” e submercado onde a usina recebe alocação de energia para cobertura de sua garantia física “s*”, por parcela de usina integrante do MRE “p” no período de comercialização “j”
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Positiva de Itaipu

EFS\_IT\_P<sub>a,s,s\*,j</sub>

Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre o submercado SE/CO, “s*”, e submercado para onde a energia de Itaipu é transferida para atendimento de seus cotistas “s”, para o perfil de Agente Comercializador da Energia de Itaipu “a” no período de comercialização “j”
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Exposição Financeira Negativa de Itaipu

EFS\_IT\_N<sub>a,s,s\*,j</sub>

Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre o submercado SE/CO, “s*”, e
-----------	--

	submercado para onde a energia de Itaipu é transferida para atendimento de seus cotistas “s”, para o perfil de Agente Comercializador da Energia de Itaipu “a” no período de comercialização “j”
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS

SFF_ESS_FUT <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” para eventual alívio de despesa futuras com ESS acrescido da sobra dos recursos financeiros destinados ao alívio retroativo
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Anexo I – Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras

TAR_EF <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior

AJ_AEFA <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída do Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas

<b>Exposição Financeira Positiva do Agente</b>		
<b>EF_P<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante consolidado no mês de apuração "m" das exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa do Agente</b>		
<b>EF_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante consolidado no mês de apuração "m" das exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização</b>		
<b>SFM_FUT_RECONT<sub>m</sub></b>	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização</b>		
<b>TAR_EF_RECONT<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4. Alívio das Exposições

#### Objetivo:

Determinar os ajustes contábeis decorrentes da alocação dos recursos financeiros disponíveis para alívio das exposições negativas apuradas dos agentes em um mês de contabilização.

**Contexto:**

Uma vez constituídos o montante correspondente ao Excedente Financeiro e as exposições consolidadas dos agentes, a etapa de Alívio de Exposições processa a transferência dos recursos financeiros disponíveis (formado pelo Excedente Financeiro e o total de exposições positivas dos agentes) para atendimento das eventuais exposições negativas apuradas. A [Figura 16](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

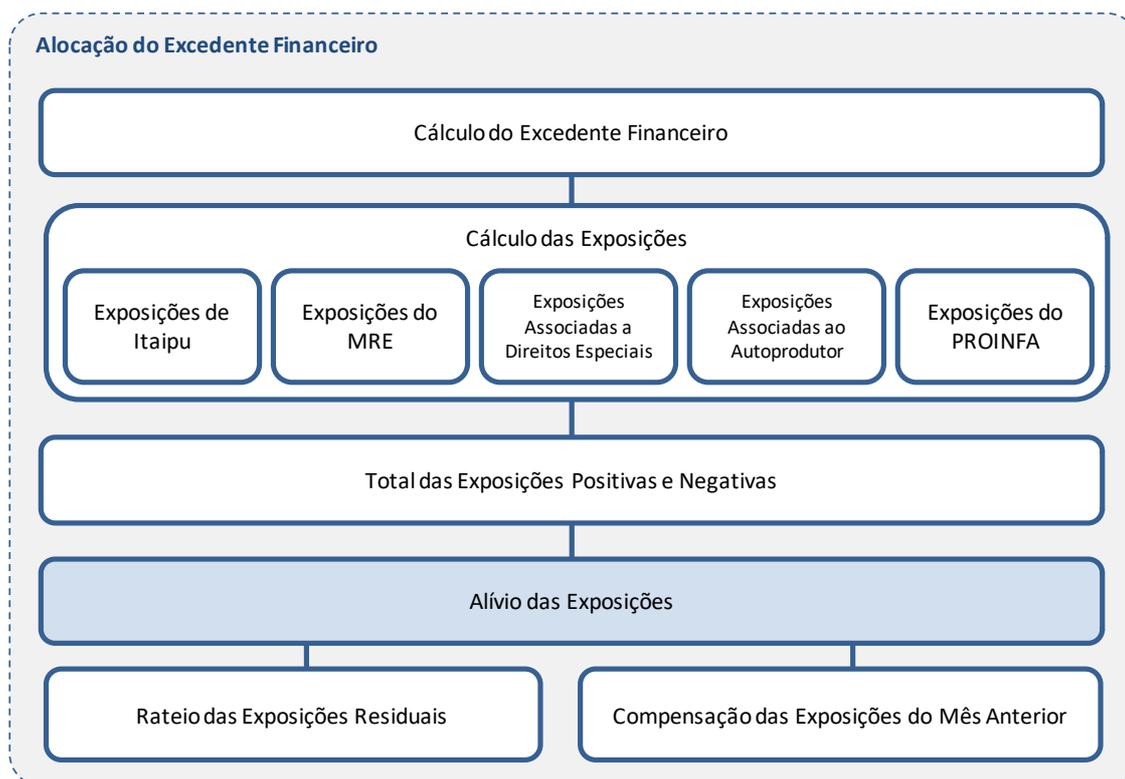


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Tratamento das Exposições"

**2.4.1. Detalhamento do Cálculo do Alívio de Exposições**

O processo de cálculo do alívio de exposições em função da eventual diferença de preços entre submercados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

38. O Excedente Financeiro decorrente da comercialização no MCP entre submercados com preços diferentes entre si é agregado a todas as exposições positivas dos autoprodutores, dos contratos com direitos ao alívio de exposição e às exposições positivas decorrentes de alocações verificadas para cobertura de garantia física do MRE, formando o Total de Recursos Disponível, dado pela expressão:

$$RECDISP_m = EXCF_m + \sum_a EF_{P_{a,m}}$$

Onde:

$RECDISP_m$  é o Total de Recursos Disponível no mês de apuração "m"

$EXCF_m$  é o Excedente Financeiro no mês de apuração "m"

$EF_{P_{a,m}}$  é a Exposição Financeira Positiva do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

39. O Total de Exposições Financeiras Negativas corresponde às exposições negativas globais apuradas em um mês de apuração. Representa o montante total de exposições que demanda alívio pelo Total de Recursos Disponível, dado pela seguinte expressão:

$$TOTAL\_EF\_N_m = \sum_a EF\_N_{a,m}$$

Onde:

$TOTAL\_EF\_N_m$  é o Total de Exposições Financeiras Negativas no mês de apuração “m”

$EF\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

40. O alívio de exposições financeiras negativas de um agente é dado pela Cobertura das Exposições Negativas, calculada a partir do montante de Exposição Financeira Negativa coberta pela parcela proporcional de recursos financeiros disponíveis e expressa por meio de um Fator de Alívio das Exposições Financeiras, dado por:

$$COB\_EF\_N_{a,m} = EF\_N_{a,m} * F\_AEF_m$$

Onde:

$COB\_EF\_N_{a,m}$  é a Cobertura das Exposições Negativas do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$F\_AEF_m$  é o Fator de Alívio das Exposições Financeiras no mês de apuração “m”

- 40.1. O Fator de Alívio das Exposições Financeiras corresponde ao percentual das exposições negativas totais no mês de apuração, que serão atendidas pelo Total de Recursos Disponível para atendimento das exposições negativas totais, limitadas a 100%, expresso por:

$$F\_AEF_m = \min\left(1; \frac{RECDISP_m}{TOTAL\_EF\_N_m}\right)$$

Onde:

$F\_AEF_m$  é o Fator de Alívio das Exposições Financeiras no mês de apuração “m”

$RECDISP_m$  é o Total de Recursos Disponível no mês de apuração “m”

$TOTAL\_EF\_N_m$  é o Total de Exposições Financeiras Negativas no mês de apuração “m”

41. O alívio das exposições ou o Ajuste das Exposições Financeiras atribuído a cada agente no mês de apuração deve considerar o valor relativo às Exposições Financeiras Positivas a ser subtraído do resultado no MCP do agente e o montante correspondente à Cobertura das Exposições Negativas calculado. Deste modo, o Ajuste das Exposições Financeiras é expresso por:

$$AJ\_EF_{a,m} = -EF_{P_{a,m}} + COB\_EF\_N_{a,m}$$

Onde:

$AJ_{EF_{a,m}}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras do perfil de agente “a” durante o mês de apuração “m”

$EF_{P_{a,m}}$  é a Exposição Financeira Positiva do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$COB_{EF_{N_{a,m}}}$  é a Cobertura das Exposições Negativas do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Cálculo do Alívio de Exposições

<b>Exposição Financeira Positiva do Agente</b>		
$EF_{P_{a,m}}$	Descrição	Montante consolidado no mês de apuração “m” das exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa do Agente</b>		
$EF_{N_{a,m}}$	Descrição	Montante consolidado no mês de apuração “m” das exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Excedente Financeiro</b>		
$EXCF_m$	Descrição	O Excedente Financeiro corresponde à diferença entre o total de pagamentos e de recebimentos dos agentes em função da energia comercializada no Mercado de Curto Prazo (MCP) dadas as eventuais diferenças de preços entre os submercados do SIN. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições

	(Cálculo do Excedente Financeiro)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída do Cálculo do Alívio de Exposições

	<b>Cobertura das Exposições Negativas</b>	
<b>COB_EF_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	A Cobertura das Exposições Negativas corresponde ao volume financeiro alocado ao perfil de agente "a" para atendimento das exposições negativas calculadas em função da eventual diferença de preços entre submercado em função dos recursos disponíveis. É calculado por mês de apuração "m".
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Ajuste das Exposições Financeiras</b>	
<b>AJ_EF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração "m".
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Total de Exposições Financeiras Negativas</b>	
<b>TOTAL_EF_N<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde soma de exposições negativas dos agentes no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Total de Recursos Disponível</b>	
<b>RECDISP<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao Excedente Financeiro apurado em um mês "m" acrescido do total de exposições positivas consolidado dos agentes.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Fator de Alívio das Exposições Financeiras		
F_AEF <sub>m</sub>	Descrição	Fator de Alívio das Exposições Financeiras no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a
	Valores Possíveis	Positivos

## 2.5. Rateio das Exposições Residuais

### Objetivo:

Equalizar as exposições financeiras residuais dos agentes.

### Contexto:

Na ausência de recursos disponíveis suficientes para cobertura das exposições negativas, para os agentes que possuem usinas participantes do MRE ocorre um rateio das exposições remanescentes desses agentes de modo a equalizar as exposições segundo um critério pré-estabelecido, no caso, na proporção das garantias físicas das usinas integrantes do MRE do agente. A [Figura 17](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

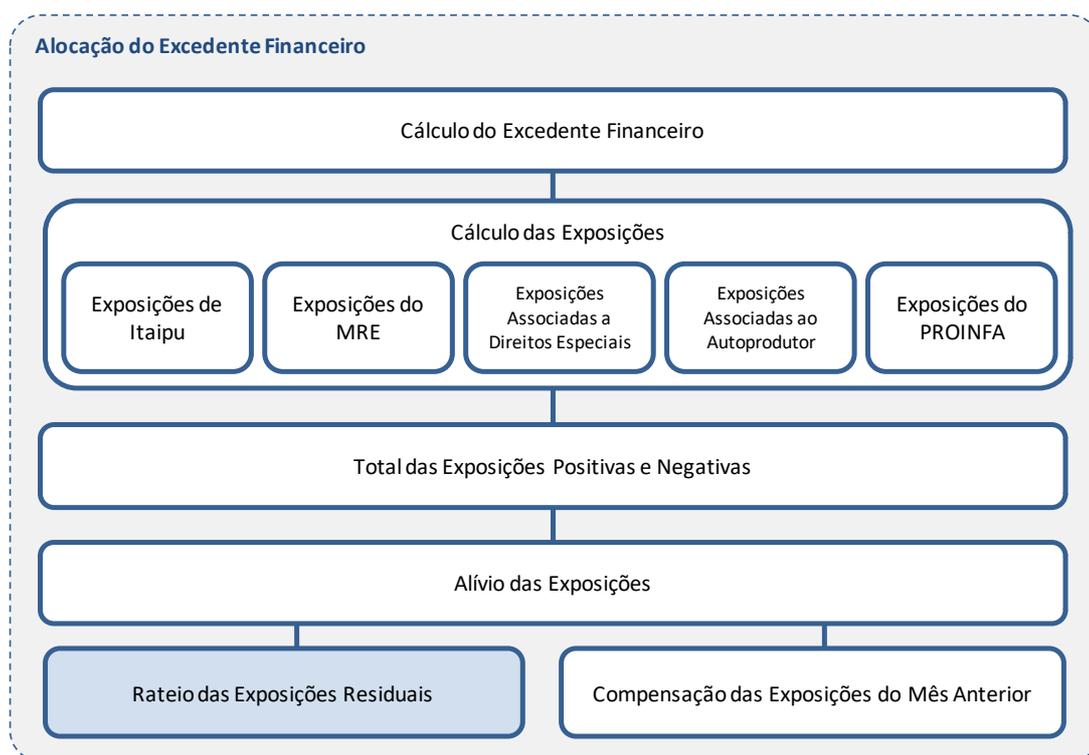


Figura 17: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Tratamento das Exposições"

### 2.5.1. Detalhamento do Cálculo do Rateio das Exposições Residuais

O processo de cálculo do rateio das exposições residuais para a condição de insuficiência de recursos para alívio integral das exposições negativas dos agentes é composto pelos seguintes comandos e expressões:

42. A Exposição Negativa Remanescente do agente corresponde ao montante não atendido de suas exposições negativas pelos recursos disponíveis. Dado pela expressão:

$$EF\_N\_REM_{a,m} = EF\_N_{a,m} - COB\_EF\_N_{a,m}$$

Onde:

$EF\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$COB\_EF\_N_{a,m}$  é a Cobertura das Exposições Negativas do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

43. As exposições negativas remanescentes dos agentes que possuem usinas participantes do MRE ou que apresentam exposições negativas em função da venda de energia em contratos com Direitos Especiais, são então rateadas entre eles, na proporção das Garantias Físicas de suas usinas participantes do MRE, para que ninguém fique com exposição residual incompatível com seu porte (ou seja, faz-se o rateio do prejuízo)
44. O Total de Exposições Negativas Remanescente corresponde ao Total de Exposições Negativas Remanescente Preliminar considerando possíveis abatimentos devido ao Saldo de Alívio de ESS, expresso por:

$$TEF\_N\_REM_m = \max(0; (TEF\_N\_REM\_PRE_m - SALDO\_ESS_m))$$

Onde:

$TEF\_N\_REM_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente no mês de apuração “m”

$TEF\_N\_REM\_PRE_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar no mês de apuração “m”

$SALDO\_ESS_m$  é o Saldo Mensal de Alívio de ESS no mês de apuração “m”

45. O Total de Exposições Negativas Remanescente Preliminar corresponde ao valor global das exposições negativas remanescentes apuradas para aos agentes com pelo menos uma usina integrante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) ou que apresentam exposições negativas em função da venda de energia em contratos com Direitos Especiais. Esse processo de cálculo pode ser compreendido como um mecanismo para rateio dos riscos involuntários de não cobertura das exposições negativas totais, ou um rateio do prejuízo eventual, expresso por:

$$TEF\_N\_REM\_PRE_m = \sum_{a \in AERP} EF\_N\_REM_{a,m}$$

Onde:

$TEF\_N\_REM\_PRE_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar no Mês de Apuração “m”

$EF\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“AERP” é o conjunto de perfil de agentes “a” que possuem ao menos uma parcela de usina participante do MRE, ou que participem do PROINFA, ou que apresentem exposições negativas apuradas de direitos especiais dado por:

$$\sum_{\{j\} \in m} \sum_{s^*} \sum_s EFS\_DE\_N_{a,s,s^*,j} > 0$$

46. A Exposição Negativa Remanescente Proporcional é calculada com base no Total de Exposições Negativas Remanescente em função do Fator de Participação da Garantia Física no MRE, que representa a participação da garantia física das usinas, do agente, participantes do MRE, em relação ao total de garantia física que compõe o MRE, e é expressa por:

$$EFP\_N\_REM_{a,m} = TEF\_N\_REM_m * F\_MGFIS\_MRE_{a,m}$$

$$\forall a \in AERP$$

Onde:

$EFP\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente Proporcional do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$TEF\_N\_REM_m$  é o Total de Exposição financeira negativa remanescente no Mês de Apuração “m”

$F\_MGFIS\_MRE_{a,m}$  é o Fator de Participação da Garantia Física no MRE do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“AERP” é o conjunto de perfil de agentes “a” que possuem ao menos uma parcela de usina participante do MRE, ou que participem do PROINFA, ou que apresentem exposições negativas apuradas de direitos especiais dado por:

$$\sum_{\{j\} \in m} \sum_{s^*} \sum_s EFS\_DE\_N_{a,s,s^*,j} > 0$$

- 46.1. O Fator de Participação da Garantia Física no MRE corresponde ao peso da usina no MRE, calculado pela relação entre a garantia física sazonalizada da usina participante do MRE em relação à soma das garantias físicas sazonalizadas de todas as usinas integrantes do mecanismo, expresso por:

$$F\_MGFIS\_MRE_{a,m} = \left( \frac{\sum_{\substack{p \in a \\ p \in PMRE}} MGFIS\_M_{p,m}}{\sum_{p \in PMRE} MGFIS\_M_{p,m}} \right)$$

Onde

$F\_MGFIS\_MRE_{a,m}$  é o Fator de Participação da Garantia Física no MRE do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$MGFIS\_M_{p,m}$  é Garantia Física Mensal da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“PMRE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

47. A equalização das exposições residuais atribuída a cada agente proprietário de uma ou mais usinas participantes do MRE e/ou vendedor de contratos com Direitos Especiais no mês de apuração, considera o valor relativo às Exposições Negativas Remanescentes ajustadas pelo seu equivalente proporcional em relação à garantia física total do MRE. O resultado desta operação é o Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes a ser considerado na contabilização do agente no mês de apuração, expresso por:

$$AJ\_EF\_REM_{a,m} = EF\_N\_REM_{a,m} - EFP\_N\_REM_{a,m}$$

$$\forall a \in AERP$$

Onde:

$AJ\_EF\_REM_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes, do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EFP\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente Proporcional do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“AERP” é o conjunto de perfil de agentes “a” que possuem ao menos uma parcela de usina participante do MRE, ou que participem do PROINFA, ou que apresentem quaisquer exposições negativas apuradas de direitos especiais dado por:

$$\sum_{\{j\} \in m} \sum_{s^*} \sum_s EFS\_DE\_N_{a,s^*,j} > 0$$

48. A Exposição Financeira Negativa Líquida Final, que corresponde às exposições negativas, de responsabilidade do agente, que não foram cobertas pelos recursos disponíveis para alívio, apurado no mês, é dada pela diferença entre a Exposição Negativa Remanescente e o Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes, expresso por:

$$EF\_N\_LF_{a,m} = EF\_N\_REM_{a,m} - AJ\_EF\_REM_{a,m}$$

Onde:

$EF\_N\_LF_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$AJ\_EF\_REM_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes, do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

49. O Total das Exposições Negativas Líquidas corresponde à consolidação das exposições negativas finais, de responsabilidade de cada agente, que não foram cobertas em um determinado mês de apuração, de modo a identificar a quantidade de exposição negativa que poderá ser aliviada em função de eventuais sobras de recursos no mês seguinte. O Total das Exposições Negativas Líquidas é expresso por:

$$TEF\_N\_LF_m = \sum_a EF\_N\_LF_{a,m}$$

Onde:

$TEF\_N\_LF_m$  é o Total de Exposições Negativas Líquidas no mês de apuração “m”

$EF\_N\_LF_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

## 2.5.2. Dados de Entrada do Cálculo do Rateio das Exposições Residuais

<b>Cobertura das Exposições Negativas</b>		
<b>COB_EF_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	A Cobertura das Exposições Negativas corresponde ao volume financeiro alocado ao perfil de agente “a” para atendimento das exposições negativas calculadas em função da eventual diferença de preços entre submercado em função dos recursos disponíveis. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa do Agente</b>		
<b>EF_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante consolidado no mês de apuração “m” das exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Mensal</b>		
<b>MGFIS_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física Mensal ajustada em função das perdas internas associadas às parcelas de usinas “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Garantia Física (Ajuste da Garantia Física Sazonalizada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Saldo Mensal de Alívio de ESS</b>		
<b>SALDO_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Saldo Mensal de Alívio de ESS no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições

	(Anexo II - Cálculo e Utilização do Saldo de Alívio de ESS)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5.3. Dados de Saída do Cálculo do Rateio das Exposições Residuais

<b>Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes</b>	
<b>AJ_EF_REM<sub>a,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a”, com uma ou mais usinas participantes do MRE e/ou com contratos de venda dotados de Direitos Especiais pelo órgão regulador, em função da ausência de recursos disponíveis, formados pelo Excedente Financeiro e a soma das exposições positivas, para alívio das exposições negativas. É calculado por mês de apuração “m”.</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa Líquida Final</b>	
<b>EF_N_LF<sub>a,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Corresponde ao montante das exposições financeiras negativas líquidas do perfil de agente “a” que deixou de aliviado pela ausência de recursos financeiros disponíveis no mês de apuração “m”.</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Total de Exposições Negativas Líquidas</b>	
<b>TEF_N_LF<sub>m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Corresponde ao montante das exposições financeiras negativas, função da eventual diferença de preços entre os submercados, que deixou de aliviado pela ausência de recursos financeiros disponíveis no mês de apuração “m”.</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>TEF_N_REM_PRE<sub>m</sub></b>	<b>Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar</b>

Descrição	Corresponde ao Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.6. Compensação das Exposições do Mês Anterior

### Objetivo:

Alocar a eventual sobra de recursos financeiros derivada do Excedente Financeiro de um determinado mês para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas dos agentes do mês anterior.

### Contexto:

A etapa da “Alocação do Excedente Financeiro” destinado a compensação de exposições do mês anterior ao contabilizado ocorre caso se verifique sobra de recursos financeiros destinados ao alívio das exposições negativas apuradas. O esquema abaixo relaciona a etapa de compensação de exposições do mês anterior em relação ao submódulo completo. Importante observar que esta etapa ocorre em contraposição à etapa de rateio das exposições residuais uma vez que: ou existem sobras de recursos financeiros disponíveis para alívio de exposições remanescentes de meses anteriores, ou é processado o rateio das exposições residuais em função da inobservância destes recursos em um dado mês. A [Figura 18](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

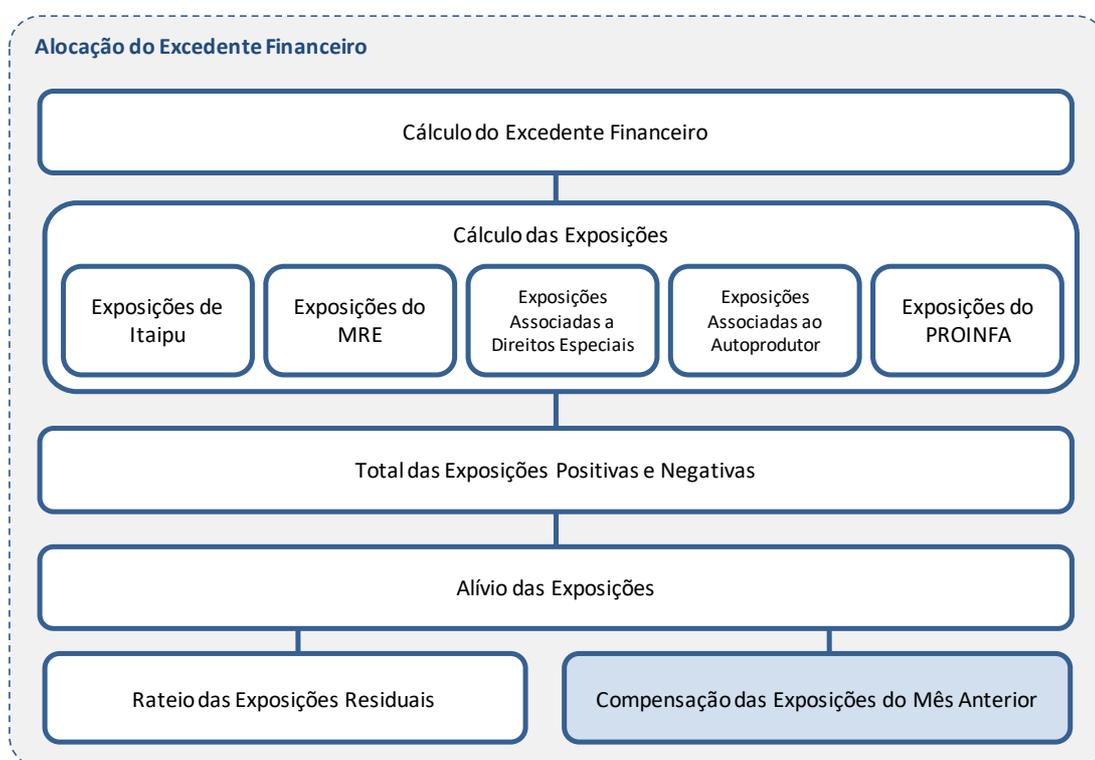


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

### 2.6.1. Detalhamento do Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior

O processo de cálculo das compensações de exposições do mês anterior é realizado caso exista sobra de recursos financeiros após o alívio das exposições negativas e é composto pelos seguintes comandos e expressões:

50. O Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores corresponde à sobra de recursos para atendimento de exposições negativas do mês anterior e é calculado pela diferença entre o Total de Recursos Disponível e o Total de Exposições Financeiras Negativas aliviadas no mês de apuração, expresso por:

$$TRD\_EFA_m = \max(0; RECDISP_m - TOTAL\_EF\_N_m)$$

Onde:

TRD\_EFA<sub>m</sub> é o Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores no mês de apuração “m”

RECDISP<sub>m</sub> é o Total de Recursos Disponível no mês de apuração “m”

TOTAL\_EF\_N<sub>m</sub> é o Total de Exposições Financeiras Negativas no mês de apuração “m”

51. O Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do mês anterior corresponde ao Total de Recursos Disponível para Alívio de Exposições Anteriores limitada ao Total de Exposições Negativas Líquidas apuradas no mês anterior. Em caso de Recontabilização, este acrônimo não é reapurado, assumindo o mesmo valor obtido na contabilização do mês.

*Se SFM\_FUT\_RECONT<sub>m</sub> > 0, então;*

$$TRUC\_EFA_m = TRUC\_EFA_{m,u-1}$$

*Caso contrário:*

$$TRUC\_EFA_m = \min(TRD\_EFA_m; TEF\_N\_LF_{m-1})$$

Onde:

TRUC\_EFA<sub>m</sub> é o Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do mês anterior ao mês de apuração “m”

TRD\_EFA<sub>m</sub> é o Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores no mês de apuração “m”

TEF\_N\_LF<sub>m-1</sub> é o Total de Exposições Negativas Líquidas no mês de apuração “m-1”

SFM\_FUT\_RECONT<sub>m</sub> é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

52. O Ajuste das Exposições Financeiras de Mês Anterior do agente é determinado em função da aplicação do percentual correspondente às exposições financeiras negativas líquidas atribuídas ao agente em relação ao total de exposições negativas, no Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas. Em caso de Recontabilização, este acrônimo não é reapurado, assumindo o mesmo valor obtido na contabilização do mês.

Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;

$$AJ\_AEFA_{a,m} = AJ\_AEFA_{a,m,u-1}$$

Caso contrário:

$$AJ\_AEFA_{a,m} = \left( \frac{EF\_N\_LF_{a,m-1}}{TEF\_N\_LF_{m-1}} \right) * TRUC\_EFA_m$$

Onde:

$AJ\_AEFA_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_N\_LF_{a,m-1}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$TEF\_N\_LF_{m-1}$  é o Total de Exposições Negativas Líquidas no mês de apuração “m-1”

$TRUC\_EFA_m$  é o Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do mês anterior ao mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

## 2.6.2. Dados de Entrada do Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior

<b>Total de Exposições Financeiras Negativas</b>		
<b>TOTAL_EF_N<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde soma de exposições negativas dos agentes no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recursos Disponível</b>		
<b>RECDISP<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao Excedente Financeiro apurado em um mês “m” acrescido do total de exposições positivas consolidado dos agentes.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Exposição Financeira Negativa Líquida Final</b>		
<b>EF_N_LF<sub>a,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde ao montante das exposições financeiras negativas líquidas do perfil de agente "a" que deixou de aliviado pela ausência de recursos financeiros disponíveis no mês de apuração "m"
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Fornecedor</b>	Tratamento das Exposições (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Total de Exposições Negativas Líquidas</b>		
<b>TEF_N_LF<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde ao montante das exposições financeiras negativas, função da eventual diferença de preços entre os submercados, que deixou de aliviado pela ausência de recursos financeiros disponíveis no mês de apuração "m".
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Fornecedor</b>	Tratamento das Exposições (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização</b>		
<b>SFM_FUT_RECONT<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Fornecedor</b>	Tratamento das Exposições (Cálculo do Total de Exposições Positivas e Negativas)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

### 2.6.3. Dados de Saída do Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior

<b>Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior</b>		
<b>AJ_AEFA<sub>a,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente "a" para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado por mês de apuração "m".
	<b>Unidade</b>	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do Mês Anterior</b>	
TRUC_EFA <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde à soma dos recursos utilizados para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores</b>	
TRD_EFA <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde ao total de recurso disponível para alívio das exposições do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Exposições Associadas à Contratação Regulada

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Tratamento das Exposições”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 3.1. Exposições Associadas à Contratação Regulada

##### Objetivo:

Determinar o montante associado ao pagamento de penalidades disponível para alívio das exposições negativas apuradas em função da contratação de energia em ambiente regulado (ACR).

##### Contexto:

Os contratos de compra e venda de energia em ambiente regulado, os CCEARs, CCGFs e CCENs, são registrados no submercado do vendedor. Em função disso, o risco associado à exposição positiva ou negativa, face à eventual diferença de PLDs observada entre os submercados norte, nordeste, sul e sudeste/centro-oeste, recai sobre o comprador dessa energia. As penalidades efetivamente pagas pelos agentes em decorrência da ausência apurada de lastro de energia ou potência, além do pagamento das chamadas penalidades diversas são utilizadas para alívio destas exposições negativas do comprador no ACR e multa por inadimplência no MVE. A [Figura 19](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

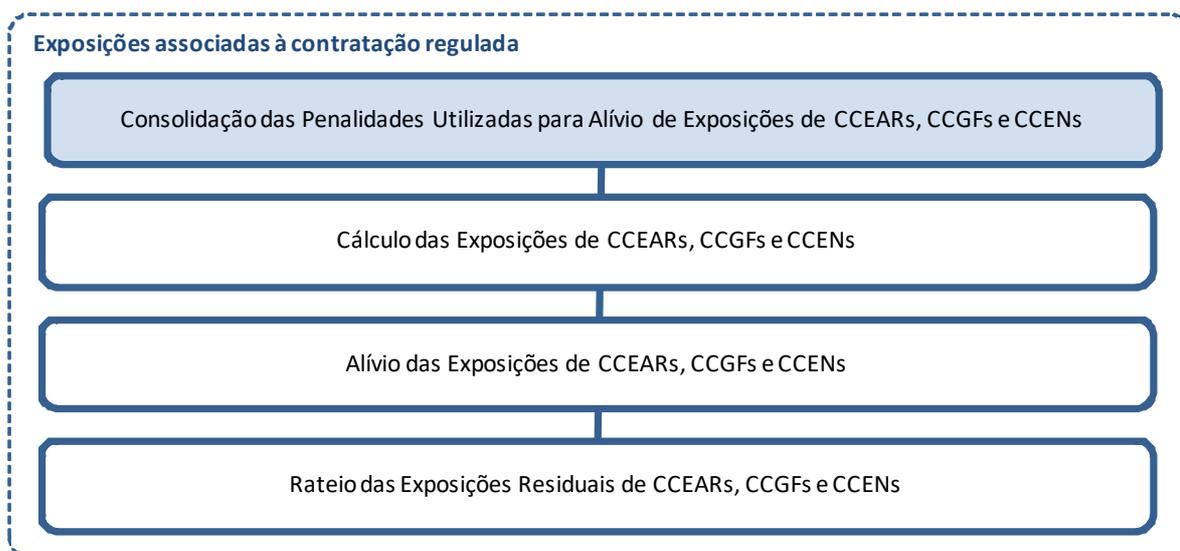


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Tratamento das Exposições"

### 3.1.1. Detalhamento da Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

O processo de consolidação das penalidades utilizadas para alívio de exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs, em função da eventual diferença de preços entre submercados, é composto pelos seguintes comandos e expressões:

53. O Total de Penalidades por Insuficiência de Lastro de Energia é composto pela soma no mês de todas as penalidades pagas pelo agente por insuficiência de lastro de energia tanto para compra como para venda. ~~As penalidades, apuradas a partir de 2005, já que a Nota Técnica 022/SEM-ANEEL de 27/01/2006 determina que a partir de novembro de 2005 essas penalidades~~ são utilizadas no alívio de exposição de CCEARs, CCGFs e CCENs. Além das penalidades por insuficiência de lastro de energia são incluídos a multa por inadimplência proveniente do MVE e os pagamentos de penalidades diversas como, por exemplo, multas aplicadas pelo poder concedente e outras situações. O Total de Penalidades por Insuficiência de Lastro de Energia é expresso por:

$$TPILE_{EF_{a,m}} = \sum_{k \in AKP2005} (MFEP_{ILE_{a,m,k}}) + MFEM_{MVE_{a,m}} + MFEP_{DTC_{a,m}}$$

Onde:

$TPILE_{EF_{a,m}}$  é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, a partir de 2005, do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$MFEP_{ILE_{a,m,k}}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago por Insuficiência de Lastro de Energia do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEM_{MVE_{a,m}}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago por Multa Referente à Liquidação do MVE associadas ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$MFEP_{DTC_{a,m}}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago por Penalidades Diversas associadas ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

“AKP2005” é o conjunto de penalidades do perfil de agente “a”, a serem aplicadas no mês de apuração “m”, referentes às penalidades apuradas nos meses “k”, a partir de novembro de 2005, inclusive

54. O Total de Penalidades por Insuficiência de Lastro de Potência é composto pela soma no mês de todas as penalidades pagas pelo agente por insuficiência de lastro de potência apuradas a partir de 2005, expresso por:

$$TPILP\_EF_{a,m} = \sum_{k \in AKP2005} MFEP\_ILP_{a,m,k}$$

Onde:

TPILP\_EF<sub>a,m</sub> é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência, a partir de 2005, do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

MFEP\_ILP<sub>a,m,k</sub> é o Montante Financeiro Efetivamente Pago por Insuficiência de Lastro de Potência do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”, referente à penalidade apurada no mês “k”

“AKP2005” é o conjunto de penalidades do perfil de agente “a”, a serem aplicadas no mês de apuração “m”, referentes às penalidades apuradas nos meses “k”, a partir de novembro de 2005, inclusive

55. O Total de Penalidades para Alívio das Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN corresponde ao montante de penalidades efetivamente pagas pelos agentes, no mês de apuração, e, portanto, disponível para alocação. Esse montante será incorporado ao total de exposições financeiras positivas de CCEAR, CCGF e CCEN para alívio das exposições negativas apuradas. Esse total é expresso por:

$$TPA\_EF\_CCEAR_m = \sum_a (TPILE\_EF_{a,m} + TPILP\_EF_{a,m})$$

Onde:

TPA\_EF\_CCEAR<sub>m</sub> é o Total de Penalidade para Atendimento às Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de apuração “m”

TPILE\_EF<sub>a,m</sub> é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Venda, a partir de 2005, do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

TPILP\_EF<sub>a,m</sub> é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência, a partir de 2005, do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

### 3.1.2. Dados de Entrada da Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

Montante Financeiro Efetivamente Pago por Insuficiência de Lastro de Energia	
MFEP_ILE <sub>a,m,k</sub>	Descrição
	Valor pago pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente à penalidade por

	insuficiência de lastro de energia apurada no mês “k”.
Unidade	R\$
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago por Penalidades Diversas</b>
<b>MFEP_DTC<sub>a,m</sub></b>	Descrição Valor pago pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente a penalidades diversas.
	Unidade R\$
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

	<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago por Multa Referente à Liquidação do MVE</b>
<b>MFEM_MVE<sub>a,m</sub></b>	Descrição Montante Financeiro Efetivamente Pago por Multa Referente à Liquidação do MVE associadas ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade R\$
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

	<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago por Insuficiência de Lastro de Potência</b>
<b>MFEP_ILP<sub>a,m,k</sub></b>	Descrição Valor pago pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente à penalidade por insuficiência de lastro de potência apurada no mês “k”.
	Unidade R\$
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída da Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

<b>TPA_EF_CCEAR<sub>m</sub></b>	<b>Total de Penalidade para Atendimento às Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN</b>
	Descrição Montante disponível para atendimento das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs

	associado ao pagamento de penalidades e calculado por mês de apuração “m”.
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência

TPILP_EF <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente às penalidades por insuficiência de lastro de potência referente às penalidades apuradas a partir de novembro de 2005, inclusive.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia

TPILE_EF <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente à penalidade por insuficiência de lastro de energia das penalidades apuradas a partir de novembro de 2005, inclusive.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2. Cálculo das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

#### Objetivo:

Determinar os montantes apurados relativos às exposições positivas e negativas para os CCEARs, CCGFs e CCENs em função da diferença de preços entre os submercados.

#### Contexto:

O cálculo das exposições associadas à contratação regulada identifica os montantes a serem ajustados na contabilização dos agentes compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs, face às eventuais diferenças de preços entre submercados e a disponibilidade de recursos para alívio. A [Figura 20](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

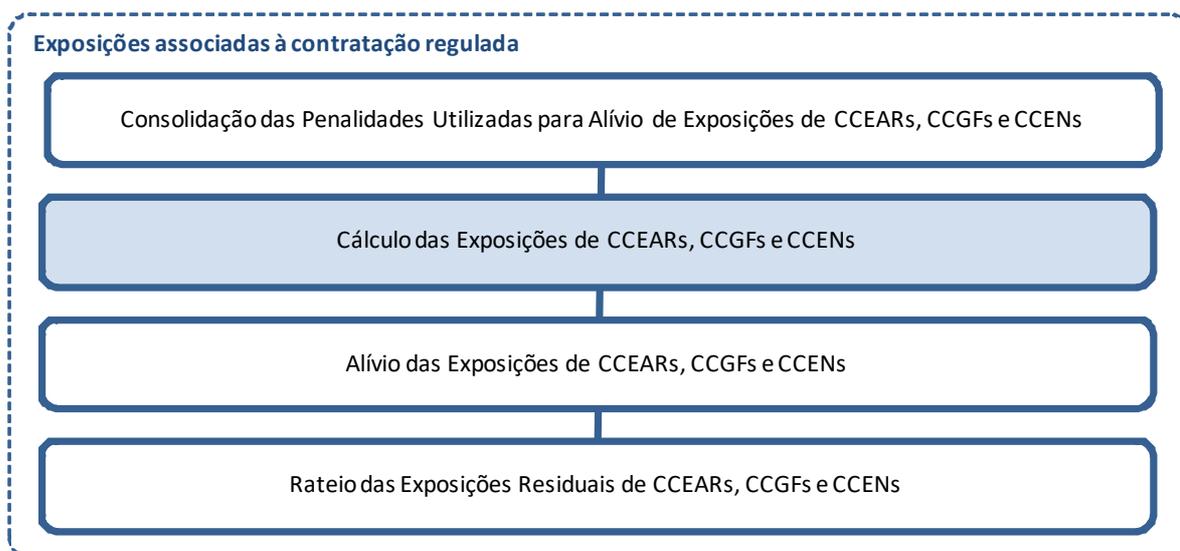


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

### 3.2.1. Detalhamento do Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

O processo de cálculo de exposições de CCEARs e CCGFs é composto pelos seguintes comandos e expressões:

56. Os CCEARs, CCGFs e CCENs são registrados no submercado definido pelo vendedor.
57. O agente comprador de CCEAR, agente cotista do CCGF e o agente cotista de CCEN têm direito ao alívio de exposições dos CCEARs, CCGFs e CCENs decorrentes da diferença de preços entre o submercado do vendedor, onde estão registrados o CCEAR, o CCGF e o CCEN, e o submercado onde está localizado o consumo atendido pelo CCEAR, CCGF e CCEN do agente comprador.
58. O Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN é calculado pela diferença entre o Consumo Total medido para o agente em um dado submercado e todos os seus contratos de compra de energia, exceto os firmados em ambiente regulado, considerando também o valor líquido dos contratos de Cessão de CCEARs, expresso por:

$$\begin{aligned}
& TRC\_CCEAR_{a,s,j} \\
& = \text{Max} \left( 0, \min \left( TRC_{a,s,j} - \sum_{\substack{e \notin ACCEAR \\ e \notin ACCGF \\ e \notin ACCEN \\ e \notin ACCEAR\_C \\ e \in S \\ e \in ECA}} CQ_{e,j} \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + \sum_{\substack{e \in ACCEAR\_C \\ e \in S \\ e \in EVA}} CQ_{e,j} - TGG_{a,s,j}; TRC_{a,s,j} - TGG_{a,s,j} \right) \right)
\end{aligned}$$

Onde:

$TRC\_CCEAR_{a,s,j}$  é o Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no Período de Comercialização “j”

$TGG_{a,s,j}$  é a Geração Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, para o período de comercialização “j”

“ACCEAR” é o conjunto de todos os contratos “e” CCEAR de compra (incluindo Energia Existente, Energia Nova por Quantidade e Disponibilidade), do perfil de agente “a”

“ACCGF” é o conjunto de todos os contratos CCGF (Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF) de compra “e”, do perfil de agente “a”

“ACCEN” é o conjunto de todos os contratos CCEN (Contrato de Cotas de Energia Nuclear – CCEN) de compra “e”, do perfil de agente “a”

“ACCEAR\_C” é o conjunto de todos os contratos de Cessão de CCEAR do MCSD de Energia Nova “e”, do perfil de agente “a”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e”, do perfil de agente “a”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e”, do perfil de agente “a”

59. Para os Agentes de Distribuição, o alívio de exposições de seus Contratos CCEARs, CCGFs e CCENs dar-se-á na proporção da carga a ser atendida por CCEAR, CCGF e CCEN em cada submercado.

59.1. O Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN, utilizado para identificar o consumo do agente atendido por CCEARs, CCGFs e CCENs em cada submercado,

é calculado com base no consumo atendido por CCEARs, CCGFs e CCENs em um determinado submercado, em relação ao consumo atendido por CCEARs, CCGFs e CCENs do agente em todos os submercado, expresso por:

$$FPC_{a,s,j} = \frac{TRC\_CCEAR_{a,s,j}}{\sum_s TRC\_CCEAR_{a,s,j}}$$

Onde:

$FPC_{a,s,j}$  é o Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_CCEAR_{a,s,j}$  é o Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no submercado “s”, no período de comercialização “j”

### **Importante:**

Caso o agente não tenha consumo atendido por CCEARs, CCGFs e CCENs em nenhum submercado, ou  $\sum_s TRC\_CCEAR_{a,s,j} = 0$ , então o Fator de Proporção do Consumo é:

Para o submercado principal do Agente:

$$FPC_{a,s,j} = 1$$

Para os demais submercados:

$$FPC_{a,s,j} = 0$$

60. A Energia para Verificação de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs é determinada em função de proporção do consumo atendido por CCEARs, CCGFs e CCENs, aplicado na Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN do agente. Sendo assim, a energia para verificação de exposições é dada por:

$$EVE\_CCEAR_{a,s,s^*,j} = TCQ\_CCEAR_{a,s^*,j} * FPC_{a,s,j}$$

Onde:

$EVE\_CCEAR_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

$TCQ\_CCEAR_{a,s^*,j}$  é a Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no submercado onde ocorre a entrega da energia “s\*”, no período de comercialização “j”

$FPC_{a,s,j}$  é o Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no submercado de consumo “s” para o período de comercialização “j”

- 60.1. A Quantidade Total de Energia entregue para atendimento dos contratos CCEARs, CCGF e CCEN do agente é estabelecida pela soma de toda a geração vinculada aos seus contratos de compra de energia em ambiente regulado (ACR) incluindo os contratos de Energia Existente,

Energia Nova por Quantidade e por Disponibilidade e eventuais contratos provenientes de cessões do MCSD de Energia Nova, Contrato de Cota de Garantia Física e Contrato de Cotas de Energia Nuclear por período de comercialização, expresso por:

$$\begin{aligned}
 TCQ\_CCEAR_{a,s*,j} &= \max \left( 0; \left( \sum_{\substack{e \in ACCEAR \\ e \notin ACCEAR\_D \\ e \in S}} CQ_{e,j} \right. \right. \\
 &+ \sum_{\substack{e \in ACCEAR\_D \\ p,t,l \in e \\ e \in S}} (G\_CTR_{p,t,l,e,j} + OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} + CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}) \\
 &+ \sum_{p \in S} (G\_CCGF_{a,p,s,j} - CG\_CCGF_{a,p,s,j}) + G\_CCEN_{a,s,j} + \sum_{\substack{e \in ACCEAR\_C \\ e \in S \\ e \in ECA}} CQ_{e,j} \\
 &\left. \left. - \sum_{\substack{e \in ACCEAR\_C \\ e \in S \\ e \in EVA}} CQ_{e,j} - CG\_CCEN_{a,s,j} \right) \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$TCQ\_CCEAR_{a,s*,j}$  é a Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente "a", no submercado onde ocorre a entrega da energia "s\*", no período de comercialização "j"

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato "e" no Período de Comercialização "j"

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de apuração "j"

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no período de comercialização "j"

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", associada ao contrato "e", no período de comercialização "j"

$G\_CCGF_{a,p,s,j}$  é a Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente cotista "a", por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina "p", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$CG\_CCGF_{a,p,s,j}$  é a o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista "a", por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina "p", no submercado "s", no período de comercialização "j"

$G\_CCEN_{a,s,j}$  é a Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CG\_CCEN_{a,s,j}$  é o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”

“ACCEAR” é o conjunto de todos os contratos “e” CCEAR de compra (incluindo Energia Existente, Energia Nova por Quantidade e Disponibilidade), do perfil de agente “a”

“ACCEAR\_D” é o conjunto de todos os contratos “e” CCEAR de compra da modalidade disponibilidade do perfil de agente “a”

“ACCEAR\_C” é o conjunto de todos os contratos de Cessão de CCEAR do MCSD de Energia Nova “e”, do perfil de agente “a”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e”, do perfil de agente “a”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e”, do perfil de agente “a”

61. O cálculo da Exposição Financeira entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN é determinado em função da Energia para Verificação Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs valorada pela eventual diferença de preços entre o submercado onde a energia está sendo entregue conforme estabelece o CCEAR, CCGF e CCEN, e o submercado onde ocorre o consumo correspondente, dado pela expressão:

$$EFS\_CCEAR_{a,s,s^*,j} = EVE\_CCEAR_{a,s,s^*,j} * (PLD_{s^*,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$EFS\_CCEAR_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

$EVE\_CCEAR_{a,s,s^*,j}$  é a Energia para Verificação Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado onde a energia está sendo entregue pelo CCEAR, CCGF e CCEN “s”

62. Os valores positivos para a Exposição Financeira entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN correspondem a Exposição Financeira **Positiva** entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN. Em contrapartida, valores negativos identificam uma Exposição Financeira **Negativa** entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN. Esses montantes são expressos em reais (R\$) e calculados por período de comercialização, por meio das seguintes expressões:

$$EFS\_CCEAR\_P_{a,s,s^*,j} = \text{Max}(0, EFS\_CCEAR_{a,s,s^*,j})$$

$$EFS\_CCEAR\_N_{a,s,s^*,j} = -\text{Min}(0, EFS\_CCEAR_{a,s,s^*,j})$$

Onde:

$EFS\_CCEAR\_P_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_CCEAR\_N_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_CCEAR_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado onde a energia está sendo entregue pelo CCEAR, CCGF e CCEN “s\*”

63. Os valores positivos e negativos de CCEARs, CCGFs e CCENs expressos em reais (R\$) do agente são consolidados por mês, de modo a possibilitar a alocação mensal dos recursos disponíveis para alívio, por meio das seguintes expressões:

$$EF\_CCEAR\_P_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_{s^*} \sum_s EFS\_CCEAR\_P_{a,s,s^*,j}$$

$$EF\_CCEAR\_N_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_{s^*} \sum_s EFS\_CCEAR\_N_{a,s,s^*,j}$$

Onde:

$EF\_CCEAR\_P_{a,m}$  é a Exposição Financeira Positiva de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no Mês de Apuração “m”

$EF\_CCEAR\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no Mês de Apuração “m”

$EFS\_CCEAR\_P_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Positiva entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

$EFS\_CCEAR\_N_{a,s,s^*,j}$  é a Exposição Financeira Negativa entre Submercados de CCEAR, CCGF e CCEN para o perfil de agente “a” entre o submercado onde a energia está sendo entregue “s\*” e o submercado onde ocorre o consumo “s”, no período de comercialização “j”

“s\*” representa o submercado onde a energia está sendo entregue pelo CCEAR, CCGF e CCEN

### 3.2.2. Dados de Entrada do Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e período de comercialização “j”.
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Anexo: Formação do Preço de Liquidação das Diferenças
Valores Possíveis	Positivos

#### Consumo Total do Agente

TRC <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a” no submercado “s” para o período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Modulada do Contrato

CQ <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por Período de Comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora

CQ_EAPS <sub>p,t,l,e,j</sub>	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Total do Agente</b>		
<b>TGG<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada de geração de cada perfil de agente "a", no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Contrato</b>		
<b>G_CTR<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de apuração "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Horária associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
<b>G_CCEN<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor "a", por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado "s", por período de comercialização "j"

	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Geração dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
<b>CG_CCEN<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração destinada ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>G_CCGF<sub>a,p,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Geração destinado ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>CG_CCGF<sub>a,p,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2.3. Dados de Saída do Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

	<b>Exposição Financeira Positiva de CCEAR, CCGF e CCEN</b>	
EF_CCEAR_P <sub>a,m</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente comprador da energia no ACR "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN</b>	
EF_CCEAR_N <sub>a,m</sub>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente comprador da energia no ACR "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN</b>	
TCQ_CCEAR <sub>a,s*,j</sub>	Descrição	Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente "a", no submercado onde ocorre a entrega da energia "s*", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

FPC <sub>a,s,j</sub>	<b>Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN</b>
----------------------	--

Descrição	Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR e CCGF do perfil de agente “a” no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	n.a
Valores Possíveis	Positivos

### 3.3. Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

#### Objetivo:

Determinar os ajustes contábeis decorrentes da alocação dos recursos financeiros disponíveis para alívio das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs apuradas dos agentes em um mês de contabilização.

#### Contexto:

Uma vez constituídos o montante correspondente às penalidades e as exposições consolidadas dos agentes, a etapa de Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs processa a transferência dos recursos financeiros disponíveis (formado pelas penalidades pagas e o total de exposições positivas de CCEARs, CCGFs e CCENs dos agentes) para atendimento das eventuais exposições negativas de CCEARs apuradas. A etapa de Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs é bastante similar à estrutura para Alívio de Exposições relacionado ao Excedente Financeiro. A [Figura 21](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

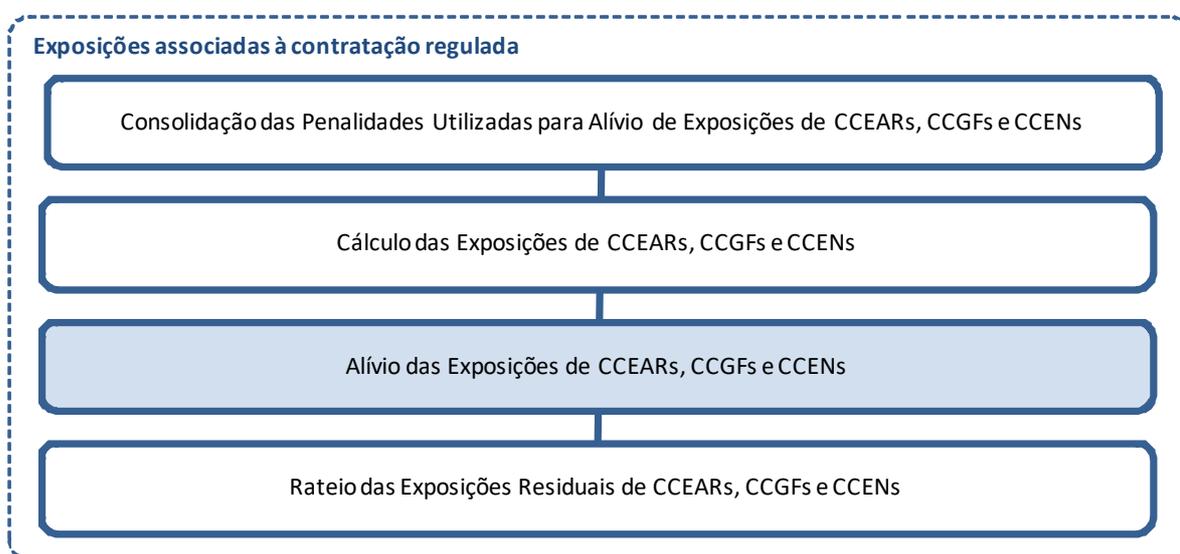


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

#### 3.3.1. Detalhamento do Cálculo do Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

O processo de cálculo do alívio das exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs é composto pelos seguintes comandos e expressões:

64. As exposições positivas dos CCEARs, CCGFs e CCENs, os recursos das penalidades efetivamente pagas a partir de novembro de 2005, inclusive, e os recursos advindos do pagamento de

penalidades diversas, serão destinadas ao alívio de exposições negativas dos CCEARs, CCGFs e CCENs. Caso os recursos sejam superiores às exposições negativas, a sobra será rateada entre todos os Agentes de distribuição na proporção de suas quantidades contratadas em CCEARs, CCGFs e CCENs.

65. O Total de Recursos Disponíveis para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs corresponde à soma do Total de Penalidade para Atendimento às Exposições Negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs e das Exposições Financeiras Positivas de CCEARs, CCGFs e CCENs, de todos os agentes que possuem CCEARs, CCGFs e CCENs, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$RECDISP\_CCEAR_m = TPA\_EF\_CCEAR_m + \sum_a EF\_CCEAR\_P_{a,m}$$

Onde:

$RECDISP\_CCEAR_m$  é o Total de Recursos Disponíveis para Alívio de Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de Apuração “m”

$TPA\_EF\_CCEAR_m$  é o Total de Penalidade para Atendimento às Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de apuração “m”

$EF\_CCEAR\_P_{a,m}$  é a Exposição Financeira Positiva de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no Mês de Apuração “m”

66. O Total de Exposições Financeiras Negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs, no mês de apuração, corresponde ao montante a ser aliviado pelo Total de Recursos Disponíveis para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs, dado pela expressão:

$$TEF\_CCEAR\_N_m = \sum_a EF\_CCEAR\_N_{a,m}$$

Onde:

$TEF\_CCEAR\_N_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de Apuração “m”.

$EF\_CCEAR\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

67. A Cobertura de Exposições Financeiras Negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs identifica o montante de alívio de exposições negativas do agente, no mês de apuração, em função do total de recursos disponíveis no mês para esse fim, dado por um Fator de Atendimento das Exposições Negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs e expresso por:

$$COB\_EF\_CCEAR\_N_{a,m} = EF\_CCEAR\_N_{a,m} * F\_AEF\_CCEAR_m$$

Onde:

$COB\_EF\_CCEAR\_N_{a,m}$  é a Cobertura de Exposições Financeiras Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_CCEAR\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$F_{AEF\_CCEAR_m}$  é o Fator de Atendimento das Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de apuração “m”

- 67.1. O cálculo do Fator de Atendimento das Exposições Negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs considera a parcela do total de exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs capaz de ser atendida pelo total de recursos disponíveis, formado pelas penalidades pagas no mês e o total de exposições positivas de CCEARs, CCGFs e CCENs, limitado a 100%, expresso por:

$$F_{AEF\_CCEAR_m} = \min\left(1; \frac{RECDISP\_CCEAR_m}{TEF\_CCEAR\_N_m}\right)$$

Onde:

$F_{AEF\_CCEAR_m}$  é o Fator de Atendimento das Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de apuração “m”

$RECDISP\_CCEAR_m$  é o Total de Recursos Disponíveis para Alívio de Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de Apuração “m”

$TEF\_CCEAR\_N_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de Apuração “m”.

68. O Ajuste das Exposições Financeiras de CCEARs, CCGFs e CCENs atribuído a cada agente no mês de apuração deve considerar o valor relativo às Exposições Financeiras Positivas a ser subtraído do resultado no MCP do agente e o montante correspondente à Cobertura das Exposições Negativas calculado. Deste modo, o Ajuste das Exposições Financeiras de CCEARs, CCGFs e CCENs é expresso por:

$$AJ\_EF\_CCEAR_{a,m} = -EF\_CCEAR_{P_{a,m}} + COB\_EF\_CCEAR_{N_{a,m}}$$

Onde:

$AJ\_EF\_CCEAR_{a,m}$  é o Ajuste de Exposições Financeiras de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EF\_CCEAR_{P_{a,m}}$  é a Exposição Financeira Positiva de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$COB\_EF\_CCEAR_{N_{a,m}}$  é a Cobertura de Exposições Financeiras Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

### 3.3.2. Dados de Entrada do Cálculo do Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

Exposição Financeira Positiva de CCEAR, CCGF e CCEN		
$EF\_CCEAR_{P_{a,m}}$	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras positivas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente comprador da energia no ACR “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>EF_CCEAR_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por perfil de agente comprador da energia no ACR “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Penalidade para Atendimento às Exposições Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>TPA_EF_CCEAR<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante disponível para atendimento das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs associado ao pagamento de penalidades e calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.3.3. Dados de Saída do Cálculo do Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs

	<b>Cobertura das Exposições Financeiras Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN</b>	
<b>COB_EF_CCEAR_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	A Cobertura das Exposições Negativas corresponde ao volume financeiro alocado ao perfil de agente “a” para atendimento das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs calculadas em função da eventual diferença de preços entre submercado em função dos recursos disponíveis. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Ajuste das Exposições Financeiras de CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>AJ_EF_CCEAR<sub>a,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” face às exposições financeiras positivas e negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração “m”.
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Total de Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>TEF_CCEAR_N<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Montante correspondente às exposições financeiras negativas totais decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Total de Recursos Disponível para Alívio de Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>RECDISP_CCEAR<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde ao total de penalidades pagas em um mês “m” acrescido do total de exposições positivas de CCEARs, CCGFs e CCENs consolidado dos agentes.
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

### 3.4. Rateio das Exposições Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs

#### Objetivo:

Equalizar as exposições financeiras residuais dos agentes compradores de contratos de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR), Contrato de Cota de Garantia Física (CCGF) e Contrato de Cotas de Energia Nuclear (CCEN).

#### Contexto:

Tanto na ausência de recursos disponíveis para cobertura das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs dos agentes, quanto na sobra de recursos, após alívio das exposições negativas, ocorre um rateio das exposições remanescentes de modo a equalizar as exposições segundo um critério pré-estabelecido, no caso, na proporção dos CCEARs, CCGFs e CCENs do agente em relação ao total de CCEARs, CCGFs e CCENs firmados. A [Figura 22](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

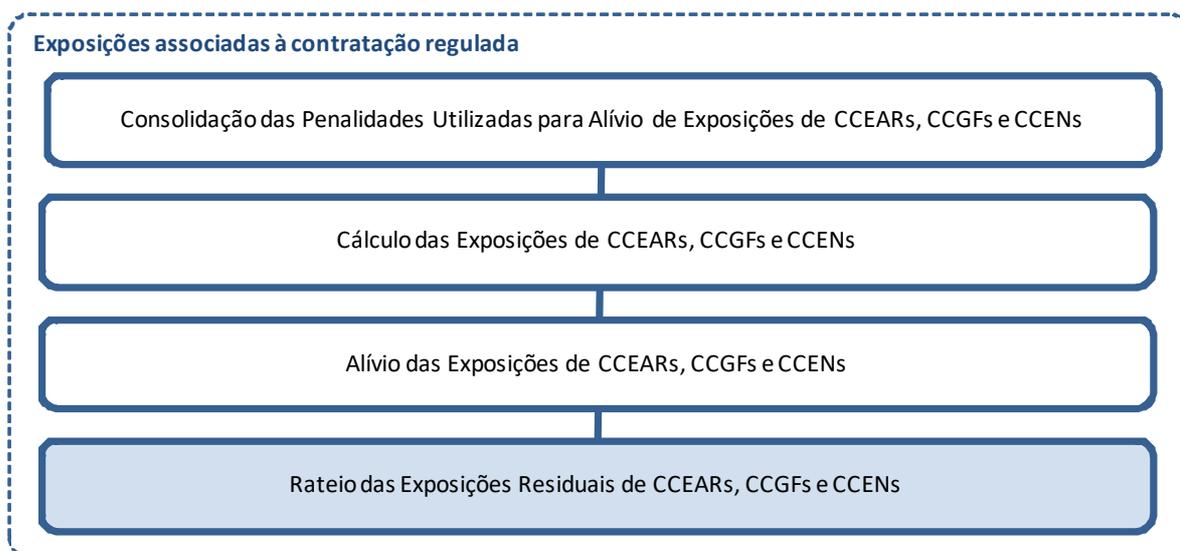


Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Tratamento das Exposições"

### 3.4.1. Detalhamento do Rateio das Exposições Negativas Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs

O processo de tratamento dos déficits remanescentes é composto pelos seguintes comandos e expressões:

69. Caso não haja recursos suficientes para o alívio integral das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs, serão calculadas as exposições negativas residuais de cada agente de distribuição. O total de exposições residuais será rateado entre todos os agentes de distribuição na proporção de suas quantidades contratadas em CCEAR, CCGF e CCEN.
70. A Exposição Negativa Remanescente de CCEAR, CCGF e CCEN do agente corresponde ao montante não atendido de suas exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs pelos recursos disponíveis. Dado pela expressão:

$$EF\_CCEAR\_N\_REM_{a,m} = EF\_CCEAR\_N_{a,m} - COB\_EF\_CCEAR\_N_{a,m}$$

Onde:

$EF\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$EF\_CCEAR\_N_{a,m}$  é a Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$COB\_EF\_CCEAR\_N_{a,m}$  é a Cobertura de Exposições Financeiras Negativas de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

71. O Total de Exposições Negativas Remanescente de CCEARs, CCGFs e CCENs corresponde ao valor global das exposições negativas apuradas de CCEARs, CCGFs e CCENs não cobertas pelo volume de recursos disponíveis para esse fim, expresso por:

$$TEF\_CCEAR\_N\_REM_m = \sum_a EF\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$$

Onde:

$TEF\_CCEAR\_N\_REM_m$  é o Total de Exposições Negativas Remanescente de CCEAR, CCGF e CCEN de todos os agentes, no mês de apuração “m”

$EF\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

72. A Exposição Negativa Remanescente Proporcional de CCEAR, CCGF e CCEN é calculada em função do total de CCEARs, CCGFs e CCENs de compra do agente em relação ao total de CCEARs, CCGFs e CCENs registrados na CCEE no mês, dado por um Fator de Comprometimento com CCEARs, CCGFs e CCENs, expressa por:

$$EFP\_CCEAR\_N\_REM_{a,m} = TEF\_CCEAR\_N\_REM_m * F\_CCEAR_{a,m}$$

Onde:

$EFP\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente Proporcional de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TEF\_CCEAR\_N\_REM_m$  é o Total de Exposições Negativas Remanescente de CCEAR, CCGF e CCEN de todos os agentes, no mês de apuração “m”

$F\_CCEAR_{a,m}$  é o Fator de Comprometimento com CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 72.1. O critério de rateio do prejuízo causado pelas exposições negativas remanescentes de CCEARs, CCGFs e CCENs é dado pelo Fator de Comprometimento com CCEARs, CCGFs e CCENs de cada agente, utilizado como referência para equalização das exposições negativas residuais, e calculado pela proporção entre os CCEARs, CCGFs e CCENs de cada agente em relação ao total contratado no ACR no mês, expresso por:

$$F\_CCEAR_{a,m} = \left( \frac{TQM\_CCEAR_{a,m}}{\sum_a TQM\_CCEAR_{a,m}} \right)$$

Onde:

$F\_CCEAR_{a,m}$  é o Fator de Comprometimento com CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TQM\_CCEAR_{a,m}$  é a Quantidade Total Mensal de CCEAR, CCGF e CCEN contratada pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

- 72.2. A Quantidade Total Mensal de CCEAR, CCGF e CCEN contratada pelo agente corresponde ao total de CCEARs, CCGFs e CCENs em que o agente é parte compradora em todos os quatro submercados do SIN e é utilizado como referência para rateio das exposições residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs, dado pela expressão:

$$TQM\_CCEAR_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} TCQ\_CCEAR_{a,s*,j}$$

Onde:

$TQM\_CCEAR_{a,m}$  é a Quantidade Total Mensal de CCEAR, CCGF e CCEN contratada pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$TCQ\_CCEAR_{a,s^*,j}$  é a Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no submercado onde ocorre a entrega da energia “s\*”, no período de comercialização “j”

73. A equalização das exposições residuais atribuída a cada agente comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs considera o valor relativo às Exposições Negativas Remanescentes de CCEARs, CCGFs e CCENs ajustadas pelo seu equivalente proporcional à energia contratada no ambiente regulado. O resultado desta operação é o Ajuste das Exposições Remanescentes de CCEARs, CCGFs e CCENs a ser considerado na contabilização do agente no mês de apuração, expresso por:

$$AJ\_EF\_CCEAR\_REM_{a,m} = EF\_CCEAR\_N\_REM_{a,m} - EFP\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$$

Onde:

$AJ\_EF\_CCEAR\_REM_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Remanescentes de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EF\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$EFP\_CCEAR\_N\_REM_{a,m}$  é a Exposição Negativa Remanescente Proporcional de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### 3.4.2. Detalhamento do Rateio das Exposições Positivas Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs

O processo de tratamento das sobras remanescentes é composto pelos seguintes comandos e expressões:

74. A Sobra de Recurso Disponível para Rateio entre os Compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs corresponde à diferença entre o Total de Recursos Disponíveis para Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs e o Total de Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN apurada no mês. Esse montante será rateado entre os agentes compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs na proporção do Fator de Comprometimento com CCEARs, CCGFs e CCENs calculado por agente no mês. A sobra de recursos disponível para rateio é expressa por:

$$TRD\_CCEAR_m = \max(0; RECDISP\_CCEAR_m - TEF\_CCEAR\_N_m)$$

Onde:

$TRD\_CCEAR_m$  é o Total de Recurso Disponível para Rateio entre os Compradores de CCEAR, CCGF e CCEN do mercado, no mês de apuração “m”

$RECDISP\_CCEAR_m$  é o Total de Recursos Disponíveis para Alívio de Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de Apuração “m”

$TEF\_CCEAR\_N_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN no mês de Apuração “m”

75. O Ajuste Referente à Sobra de Recursos Alocada ao Comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs distribui o Total de Recurso Disponível para Rateio entre os Compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs, no mês de apuração, na proporção de seus CCEARs, CCGFs e CCENs em relação ao total contratado em ambiente regulado, expresso na forma do Fator de Comprometimento com CCEARs, CCGFs e CCENs. O ajuste em questão é dado por:

$$AJ\_SR\_CCEAR_{a,m} = TRD\_CCEAR_m * F\_CCEAR_{a,m}$$

Onde:

AJ\_SR\_CCEAR<sub>a,m</sub> é o Ajuste Referente a Sobra de Recurso Alocada ao Comprador de CCEAR e CCGF, do perfil de agente “a” mês de apuração “m”

TRD\_CCEAR<sub>m</sub> é o Total de Recurso Disponível para Rateio entre os Compradores de CCEAR, CCGF e CCEN do mercado, no mês de apuração “m”

F\_CCEAR<sub>a,m</sub> é o Fator de Comprometimento com CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

### 3.4.3. Dados de Entrada do Rateio das Exposições Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs

<b>Cobertura das Exposições Financeiras Negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs</b>		
<b>COB_EF_CCEAR_N<sub>a,m</sub></b>	Descrição	A Cobertura das Exposições Negativas corresponde ao volume financeiro alocado ao perfil de agente “a” para atendimento das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs calculadas em função da eventual diferença de preços entre submercado em função dos recursos disponíveis. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>TEF_CCEAR_N<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas totais decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>EF_CCEAR_N<sub>a,m</sub></b>	<b>Exposição Financeira Negativa de CCEAR, CCGF e CCEN</b>	

Descrição	Montante correspondente às exposições financeiras negativas decorrentes das eventuais diferenças de preços entre submercados por agente comprador da energia no ACR “a” no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Contratada Total de CCEAR, CCGF e CCEN

TCQ_CCEAR <sub>a,s*,j</sub>	Descrição	Volume de energia contratada total de CCEAR e CCGFs do perfil de agente “a” no submercado onde ocorre a entrega da energia “s*”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Recursos Disponível para Alívio de Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN

RECDISP_CCEAR <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde ao total de penalidades pagas em um mês “m” acrescido do total de exposições positivas de CCEARs, CCGFs e CCENs consolidado dos agentes.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.4.4. Dados de Saída do Rateio das Exposições Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs

AJ_EF_CCEAR_REM <sub>a,m</sub>	<b>Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes de CCEARs, CCGFs e CCENs</b>	
	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs em função da ausência de recursos disponíveis para alívio das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste Referente à Sobra de Recurso Alocada ao Comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs</b>		
<b>AJ_SR_CCEAR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs em função da sobra de recursos disponíveis após o alívio das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs. A sobra apurada é rateada entre todos os agentes compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs na proporção de seus CCEARs, CCGFs e CCENs em relação ao total de CCEARs, CCGFs e CCENs. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Negativa Remanescente de CCEAR e CCGF</b>		
<b>EF_CCEAR_N_REM<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Exposição Negativa Remanescente de CCEAR e CCGF do perfil de agente “a”, no mês “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### 4. Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento das Exposições

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Tratamento das Exposições”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

##### 4.1. Detalhamento da Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições

###### Objetivo:

Identificar o total de ajustes a serem aplicados à contabilização de cada agente em função do tratamento das exposições positivas e negativas decorrentes da diferença de preços entre os submercados.

###### Contexto:

Após as etapas de apuração do Excedente Financeiro, das exposições positivas e negativas, do alívio e rateio das exposições, a penúltima etapa do módulo de “Tratamento de Exposições” consolida todos os ajustes calculados para o agente em um mês. A [Figura 23](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

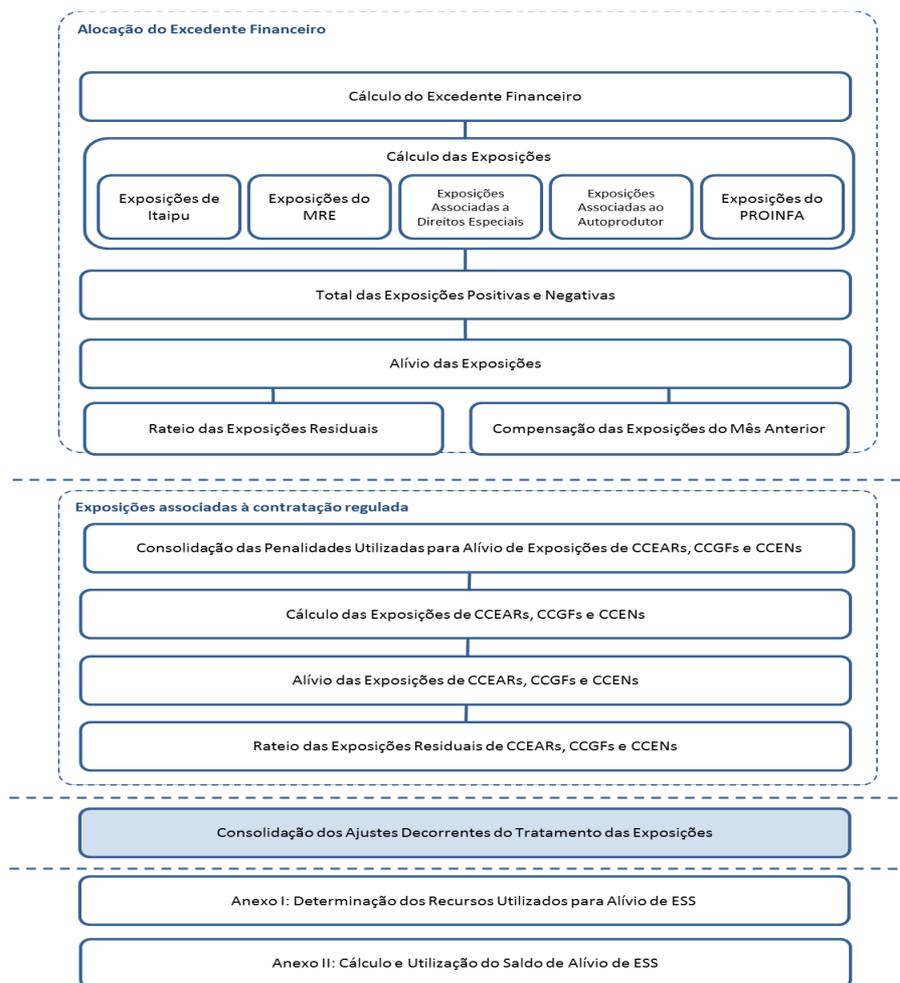


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

#### 4.1.1. Detalhamento da Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições

O processo de consolidação de todos os ajustes decorrentes do tratamento de exposições é composto pelos seguintes comandos e expressões:

76. O Total de Ajustes de Exposições Financeiras no mês de apuração consolida os ajustes calculados referentes ao Excedente Financeiro e os ajustes decorrentes dos CCEARs, CCGFs e CCENs do agente, expresso por:

$$TAJ\_EF_{a,m} = TAJ\_EF\_GER_{a,m} + TAJ\_EF\_CCEAR_{a,m}$$

Onde:

$TAJ\_EF_{a,m}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, mês de apuração “m”

$TAJ\_EF\_GER_{a,m}$  é o Total de Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro do perfil de agente “a”, mês de apuração “m”

$TAJ\_EF\_CCEAR_{a,m}$  é o Total de Ajustes Referentes às Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

#### Representação Gráfica

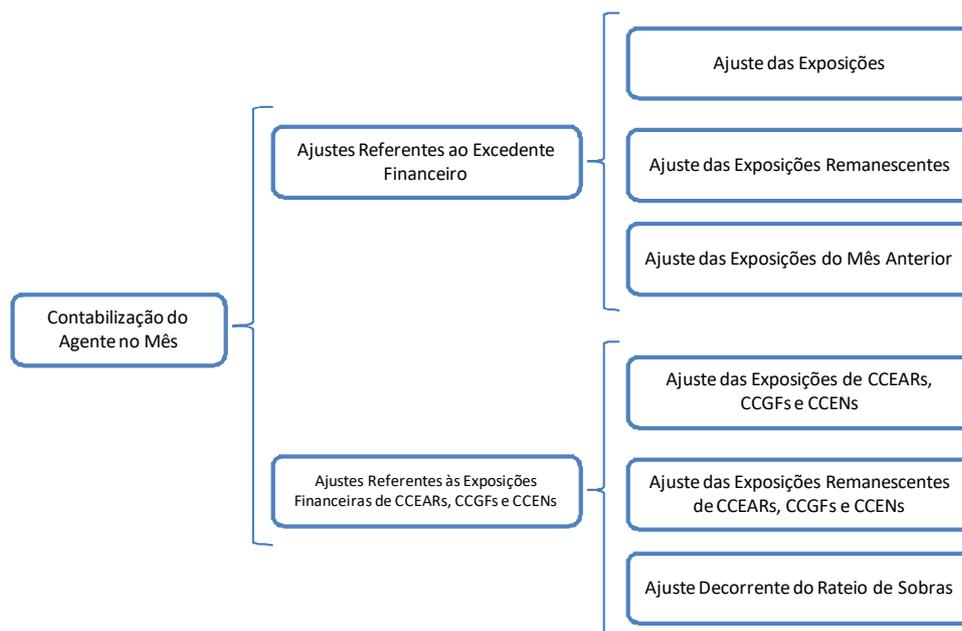


Figura 24: Ajustes Referentes às Exposições Financeiras

76.1. O Total de Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro é determinado a partir dos ajustes calculados anteriormente para cada agente em função das suas eventuais exposições verificadas no processo de cobertura de garantias físicas entre submercados de usinas participantes do MRE, energia de autoprodução alocada em diferentes submercados, contratos de Itaipu, PROINFA e com Direitos Especiais definidos pelo poder concedente. Esta parcela do total de ajustes decorrentes do tratamento das exposições é expressa por:

$$TAJ_{EF\_GER_{a,m}} = AJ_{EF_{a,m}} + AJ_{EF\_REM_{a,m}} + AJ_{AEFA_{a,m}}$$

Onde:

$TAJ_{EF\_GER_{a,m}}$  é o Total de Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro do perfil de agente “a”, mês de apuração “m”

$AJ_{EF_{a,m}}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras do perfil de agente “a” durante o mês de apuração “m”

$AJ_{EF\_REM_{a,m}}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes, do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$AJ_{AEFA_{a,m}}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

## Representação Gráfica

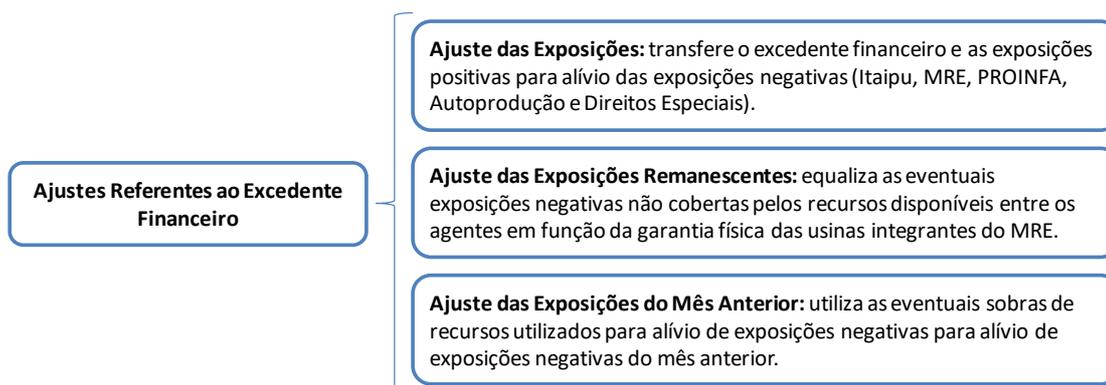


Figura 25: Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro

76.2. O Total de Ajustes Referentes às Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs é determinado a partir de todos os ajustes calculados anteriormente para cada agente em função das exposições verificadas nos CCEARs, CCGFs e CCENs, além do eventual rateio das sobras apuradas. Esta parcela do total de ajustes decorrentes do tratamento das exposições é expressa por:

$$TAJ\_EF\_CCEAR_{a,m} = AJ\_EF\_CCEAR_{a,m} + AJ\_EF\_CCEAR\_REM_{a,m} + AJ\_SR\_CCEAR_{a,m}$$

Onde:

$TAJ\_EF\_CCEAR_{a,m}$  é o Total de Ajustes Referentes às Exposições de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJ\_EF\_CCEAR_{a,m}$  é o Ajuste de Exposições Financeiras de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJ\_EF\_CCEAR\_REM_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Remanescentes de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJ\_SR\_CCEAR_{a,m}$  é o Ajuste Referente à Sobra de Recurso Alocada ao Comprador de CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

## Representação Gráfica

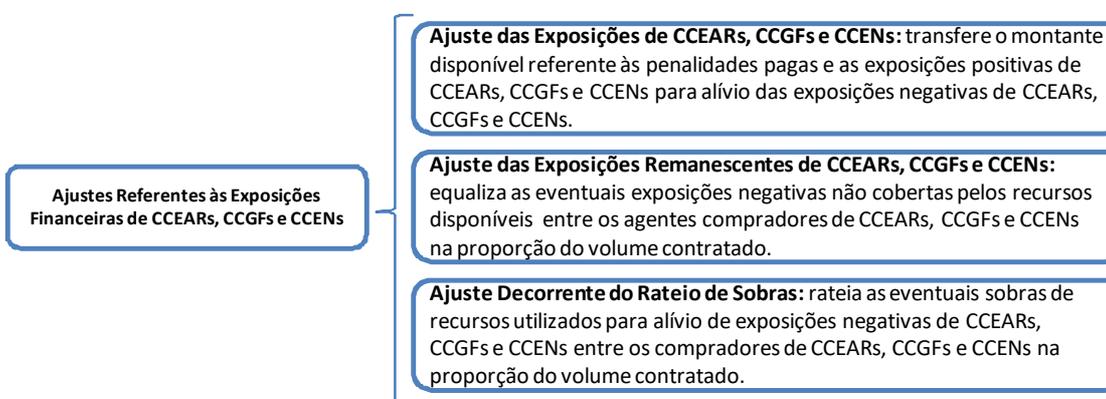


Figura 26: Ajustes Referentes às Exposições Financeiras de CCEARs e CCGFs

#### 4.1.2. Dados de Entrada da Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições

<b>Ajuste das Exposições Financeiras de CCEARs, CCGFs e CCENs</b>	
<b>AJ_EF_CCEAR<sub>a,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” face às exposições financeiras positivas e negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração “m”.</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio das Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
<b>Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes de CCEARs, CCGFs e CCENs</b>	
<b>AJ_EF_CCEAR_REM<sub>a,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs em função da ausência de recursos disponíveis para alívio das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs. É calculado por mês de apuração “m”.</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Tratamento das Exposições (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais de CCEARs)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
<b>Ajuste Referente à Sobra de Recurso Alocada ao Comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs</b>	
<b>AJ_SR_CCEAR<sub>a,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” comprador de CCEARs, CCGFs e CCENs em função da sobra de recursos disponíveis após o alívio das exposições negativas de CCEARs, CCGFs e CCENs. A sobra apurada é rateada entre todos os agentes compradores de CCEARs, CCGFs e CCENs na proporção de seus CCEARs, CCGFs e CCENs em relação ao total de CCEARs, CCGFs e CCENs. É calculado por mês de apuração “m”.</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Tratamento das Exposições</p>

		(Cálculo do Rateio das Exposições Residuais de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste das Exposições Financeiras Remanescentes</b>		
<b>AJ_EF_REM<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a”, com uma ou mais usinas participantes do MRE e/ou com contratos de venda dotados de Direitos Especiais pelo órgão regulador, em função da ausência de recursos disponíveis, formados pelo Excedente Financeiro e a soma das exposições positivas, para alívio das exposições negativas. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior</b>		
<b>AJ_AEFA<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste das Exposições Financeiras</b>		
<b>AJ_EF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Alívio de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.1.3. Dados de Saída da Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições

<b>Total de Ajustes referente ao Excedente Financeiro</b>		
TAJ_EF_GER <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente “a” face aos ajustes das exposições negativas, aos ajustes das exposições remanescentes e as exposições do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Ajustes de Exposições Financeiras</b>		
TAJ_EF <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente “a” face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 5. Anexo

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Tratamento das Exposições”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 5.1. Detalhamento da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS

#### Objetivo:

Identificar o montante disponível para alívio de encargos de serviços do sistema (ESS) caso seja verificada sobra de recursos financeiros destinados ao alívio de exposições negativas dos agentes.

#### Contexto:

A última etapa do módulo de “Tratamento de Exposições” consolida os recursos disponíveis para alívio de ESS de agentes com cargas modeladas na CCEE, visando a redução dos custos associados à energia elétrica. A [Figura 27](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

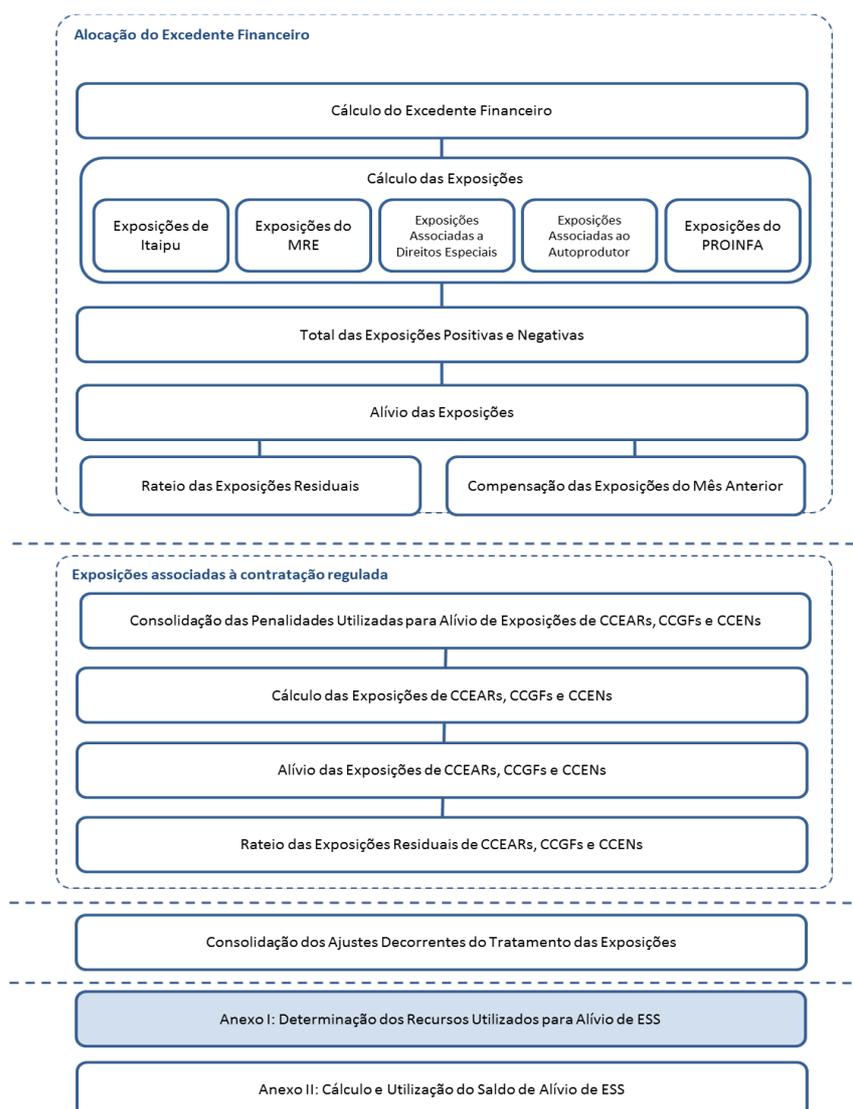


Figura 27: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

### 5.1.1. Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS

O processo de determinação dos recursos utilizados para alívio de ESS é composto pelos seguintes comandos e expressões:

77. Se existirem recursos financeiros suficientes, todas as exposições negativas daquele mês são eliminadas. Se ainda sobraem recursos, esta sobra é então utilizada para aliviar as exposições do mês imediatamente anterior, conforme visto anteriormente. Se ainda houver sobra após o alívio das exposições de mês anterior, esse montante é utilizado para aliviar despesas com encargos de serviços do sistema (ESS).
78. O Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS corresponde à diferença entre o total de recursos disponível para alívio de exposições negativas do mês anterior e o total de recursos utilizados para compensação de exposições negativas do mês anterior ao mês de apuração, caracterizando uma sobra disponível para alívio de despesas com encargos de serviços do sistema, expressa por:

$$TRU_{ESS_m} = TRD_{EFA_m} - TRUC_{EFA_m}$$

Onde:

TRU<sub>ESS<sub>m</sub></sub> é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

TRD<sub>EFA<sub>m</sub></sub> é o Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores no mês de apuração “m”

TRUC<sub>EFA<sub>m</sub></sub> é o Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do mês anterior ao mês de apuração “m”

### 5.1.2. Dados de Entrada da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS

<b>Total de Recursos Utilizados para Compensação de Exposições Negativas do Mês Anterior</b>		
<b>TRUC<sub>EFA<sub>m</sub></sub></b>	Descrição	Corresponde à soma dos recursos utilizados para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recurso Disponível para Alívio de Exposições Anteriores</b>		
<b>TRD<sub>EFA<sub>m</sub></sub></b>	Descrição	Corresponde ao total de recurso disponível para alívio das exposições do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 5.1.3. Dados de Saída da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS

<b>Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS</b>		
<b>TRU<sub>ESS<sub>m</sub></sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração “m”.

Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 5.2. Cálculo e Utilização do Saldo de Alívio de ESS

### Objetivo:

Detalhar os cálculos da formação e da utilização do Saldo de Recursos provenientes de Encargos de Serviços de Sistemas já aliviados anteriormente, que será utilizado como recurso para alívio de Exposições Residuais que possam ocorrer no mês de contabilização.

### Contexto:

~~A partir da Resolução ANEEL nº 817/2018, ficou estabelecido que o~~ O montante de recursos utilizados para alívio de ESS aos consumidores nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de referência da contabilização deverá formar um saldo para alívio dos débitos de Exposição Residual. No mês em que for utilizado o saldo, o montante de recursos utilizado para alívio das Exposições Residuais deverá ser subtraído do saldo previamente existente.

O tratamento referente formação do saldo se inicia a partir do mês de contabilização de julho de 2018, ou seja, o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo (“mr”) não tem histórico antes de julho de 2018.

A ~~Figura 28~~ Figura 28 relaciona a etapa da determinação desses cálculos em relação ao Módulo Tratamento das Exposições:

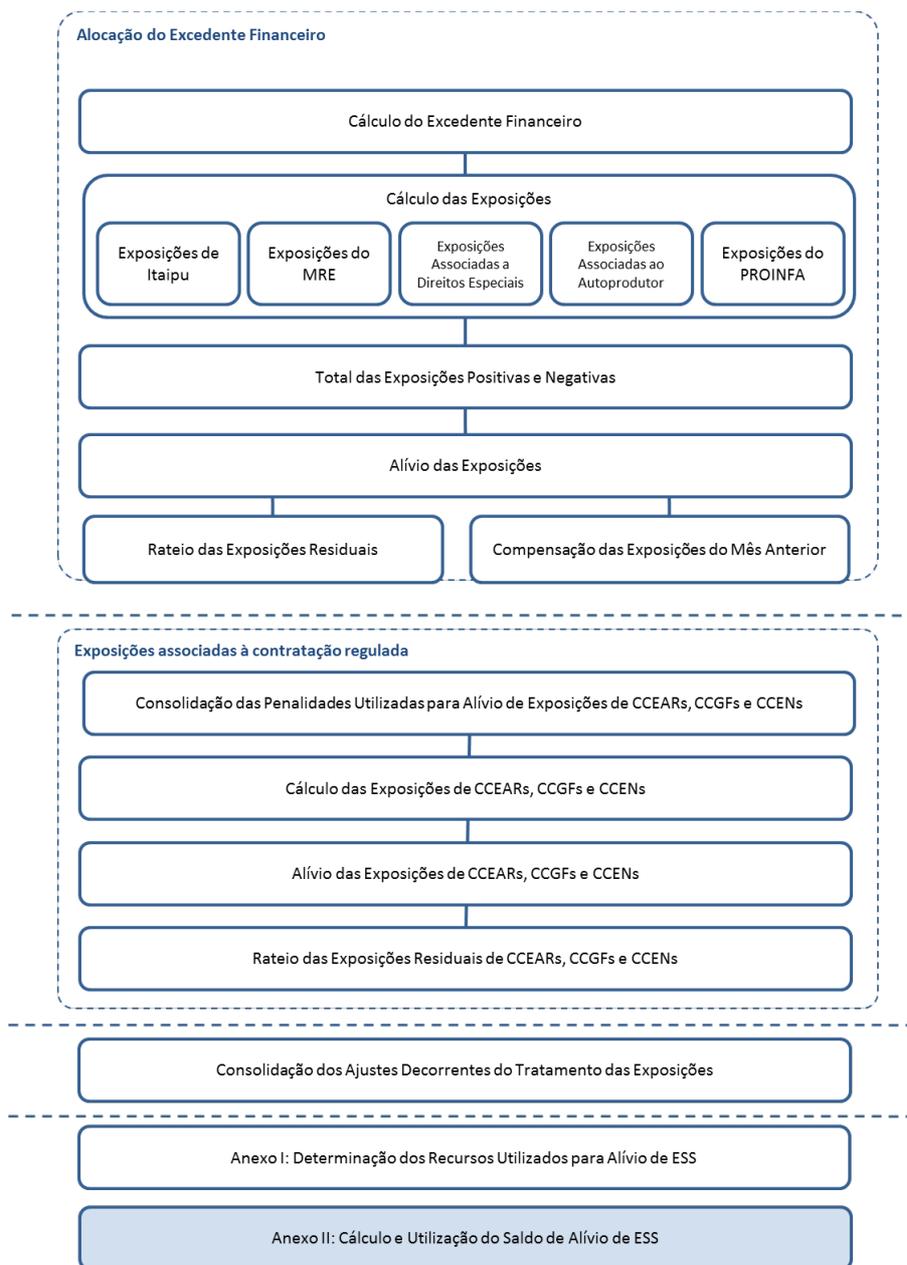


Figura 28: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Tratamento das Exposições”

### 5.2.1. Detalhamento do Cálculo do Saldo de Alívio de ESS

O cálculo da formação do saldo de recursos provenientes do alívio de ESS por mês de referência ao mês da contabilização é formado pelos seguintes conjuntos de comandos e expressões:

79. O saldo acumulado para cobertura das exposições residuais que possam ocorrer no mês é formado por todos os recursos utilizados para o alívio do pagamento de ESS, considerando os dozes meses anteriores ao mês de contabilização, sendo o montante já utilizado do saldo para cobertura da exposição residual dos dozes meses de referência anteriores deve ser abatido do saldo do mês de apuração. Sendo assim:

$$\begin{aligned}
 SALDO\_ALIV\_ESS_{m,mr} & \\
 &= \max \left( 0; \left( TAJ\_EAR\_MR_{m,mr} + \min(T\_ESS_{m,mr}; TRU\_ESS_{m,mr}) \right) \right. \\
 &\quad \left. - SALDO\_ESS\_UTIL\_ANT_{m,mr} \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$SALDO\_ALIV\_ESS_{m,mr}$  é o Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$TAJ\_EAR\_MR_{m,mr}$  é o Total de Ajuste do Pagamento de Encargos para o Alívio Retroativo no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$TRU\_ESS_{m,mr}$  é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$T\_ESS_{m,mr}$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$SALDO\_ESS\_UTIL\_ANT_{m,mr}$  é o Total do Saldo de Alívio de ESS Utilizados nos Meses Anteriores ao mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

79.1. O total dos encargos, que foram aliviados retroativamente nos doze meses de referência anteriores ao mês de contabilização, é calculado conforme expressão a seguir:

$$TAJ\_EAR\_MR_{m,mr} = \sum_{m \in MUR} RU\_AR\_ENC_{m,mr}$$

Onde:

$TAJ\_EAR\_MR_{m,mr}$  é o Total de Ajuste do Pagamento de Encargos para o Alívio Retroativo no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$RU\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração “m”, referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“MUR” é o conjunto de meses “m” para o qual se tenha utilizado o recurso para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos do mês de referência “mr”

79.2. O montante utilizado do saldo para cobertura da exposição residual nos dozes meses de referência anteriores ao mês de contabilização é calculado conforme expressão a seguir:

$$SALDO\_ESS\_UTIL\_ANT_{m,mr} = \sum_{mrus} SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr,mrus}$$

Onde:

$SALDO\_ESS\_UTIL\_ANT_{m,mr}$  é o Total do Saldo de Alívio de ESS Utilizados nos Meses Anteriores ao mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr,mrus}$  é o Saldo de Alívio de ESS Utilizado do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”, que foi utilizado nos meses “mrus”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“mrus” representa o mês em que o saldo foi utilizado para cada mês de referência de formação de saldo “mr”, compreendendo o intervalo de meses de “mr+1” a “m-1”. Para “mr = m-1”, não há “mrus”

### 5.2.2. Utilização do Saldo de Alívio de ESS

80. A exposição residual do mês será aliviada utilizando prioritariamente o Saldo de Alívio de ESS dos meses de referência mais antigos dentro da janela de doze meses, conforme descrito nas equações a seguir:

*Se o mês de referência de formação de saldo “mr”, corresponder ao “m-12”, então*

$$EXPO\_RES\_ABAT_{m,mr} = TEF\_N\_REM\_PRE_m$$

*Caso contrário,*

$$EXPO\_RES\_ABAT_{m,mr} = EXPO\_RES\_ABAT_{m,mr-1} - SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr-1}$$

Onde:

$EXPO\_RES\_ABAT_{m,mr}$  é a Exposição Residual a Ser Abatido do mês de apuração “m”, referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$TEF\_N\_REM\_PRE_m$  é o Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar no mês de apuração “m”

$SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr}$  é o Saldo de Alívio de ESS Utilizado do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

- 80.1. Saldo utilizado de cada mês de referência que formou o saldo, para cobertura da Exposições Residuais que possam ocorrer no mês de contabilização, corresponde ao menor valor entre o montante disponível do saldo e a exposição a ser abatida, no mês de referência. Sendo assim:

$$SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr} = \min(SALDO\_ALIV\_ESS_{m,mr}; EXPO\_RES\_ABAT_{m,mr})$$

Onde:

$SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr}$  é o Saldo de Alívio de ESS Utilizado do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$SALDO\_ALIV\_ESS_{m,mr}$  é o Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

EXPO\_RES\_ABAT<sub>m,mr</sub> é a Exposição Residual a Ser Abatido do mês de apuração “m”, referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

### 5.2.3. Determinação do Saldo Mensal de Alívio de ESS

81. Para calcular o saldo de recursos provenientes do alívio de ESS no mês, é necessário fazer a soma do saldo de todos os meses de referência de formação de saldo:

$$SALDO\_ESS_m = \sum_{mr} SALDO\_ALIV\_ESS_{m,mr}$$

Onde:

SALDO\_ESS<sub>m</sub> é o Saldo Mensal de Alívio de ESS no mês de apuração “m”

SALDO\_ALIV\_ESS<sub>m,mr</sub> é o Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

### 5.2.4. Determinação do Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS

82. Para determinar o pagamento da utilização do saldo de recursos provenientes do alívio de ESS no mês, é necessário somar o saldo utilizado de todos os meses de referência de formação de saldo:

$$PAG\_SALDO\_ESS_m = \sum_{mr} SALDO\_ESS\_UTIL_{m,mr}$$

Onde:

PAG\_SALDO\_ESS<sub>m</sub> é o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”

SALDO\_ESS\_UTIL<sub>m,mr</sub> é o Saldo de Alívio de ESS Utilizado do mês de apuração “m”, referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

#### 5.2.1. Dados de Entrada do Cálculo e da Utilização do Saldo de Alívio de ESS

<b>Total de Encargos de Serviços do Sistema</b>	
<b>T_ESS<sub>m,mr</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”</p>
	<p><b>Unidade</b> R\$</p>

	Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS</b>		
TRU_ESS <sub>m,mr</sub>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos</b>		
RU_AR_ENC <sub>m,mr</sub>	Descrição	Corresponde ao montante de recursos financeiros, relativo ao mês de referência para alívio retroativo "mr", utilizado para alívio retroativo do pagamento de encargos, limitado pelo total de pagamento retroativo de encargos, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar</b>		
TEF_N_REM_PRE <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde ao Total de Exposição Financeira Negativa Remanescente Preliminar no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**5.2.2. Dados de Saída da Determinação Cálculo e da Utilização do Saldo de Alívio de ESS**

---

<b>Saldo Mensal de Alívio de ESS</b>		
<b>SALDO_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Saldo Mensal de Alívio de ESS no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

---

<b>Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS</b>		
<b>PAG_SALDO_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

---

**ANEXO XI**  
**Encargos**  
**Versão 2021.2.0**

## **1. Introdução**

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE.

Os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da demanda por energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), e que não estão incluídos no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) estabelecido ex-ante pela CCEE para cada semana e patamar de carga, são denominados de Encargos. Esse módulo determina o valor desses encargos e estabelece o critério de rateio destes montantes por todos os agentes de acordo com o estabelecido na legislação vigente.

Os encargos apurados mensalmente pela CCEE consistem basicamente em valores subdivididos em três categorias principais, dentro dos Encargos de Serviço de Sistema (ESS), de acordo com as formas de rateio e alívio desses montantes determinadas pelo poder concedente.

Os Encargos de Segurança Energética são gerados devido ao despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, com o objetivo de garantir o suprimento energético.

Os demais Encargos de Serviços de Sistema são rateados pelos agentes de consumo e possuem direito a alívio retroativo.

Por simplicidade de notação, quando houver a citação neste módulo dos “Encargos de Serviços do Sistema (ESS)”, o termo será referido aos Encargos de Serviços do Sistema, exceto Encargos por Segurança Energética.

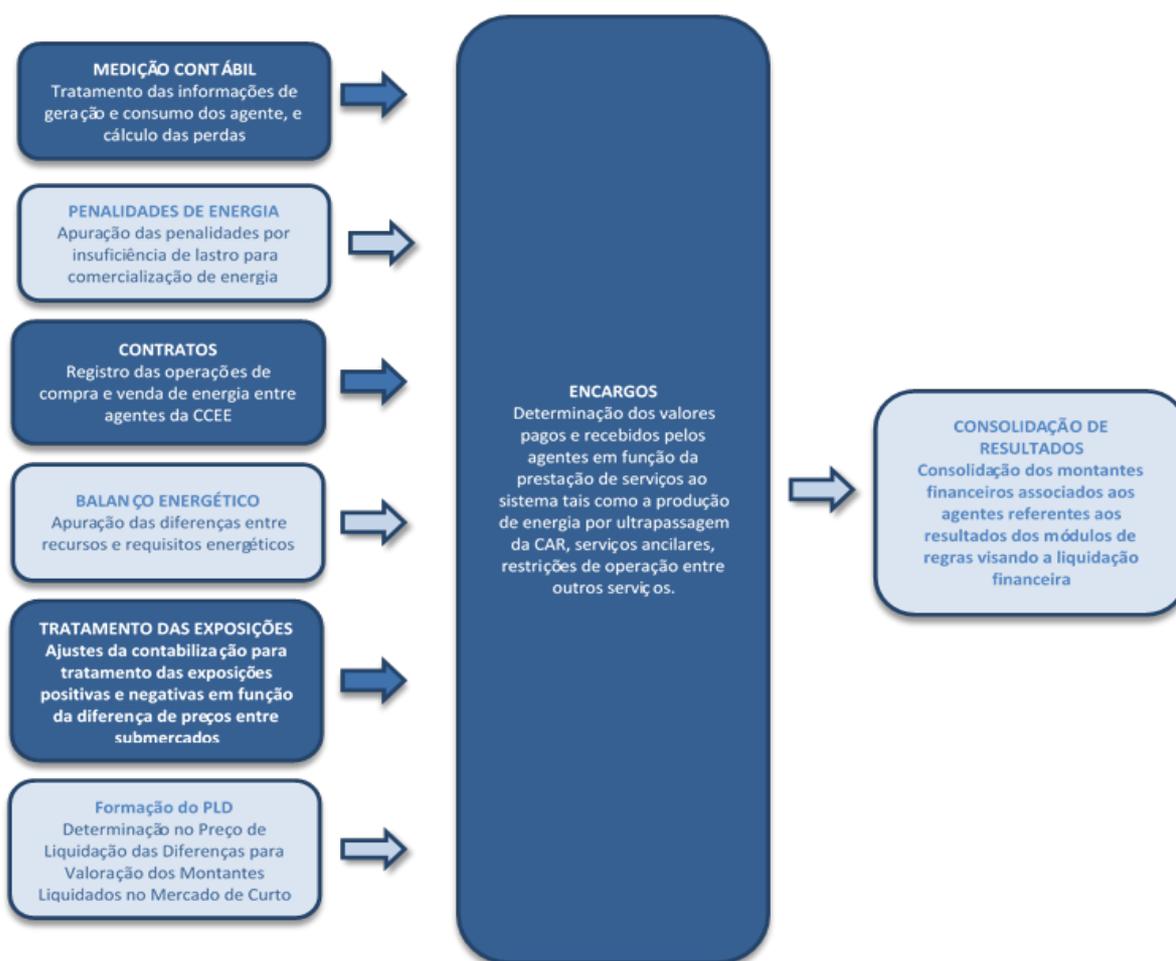


Figura 1: Relação do módulo Encargos com os demais módulos das Regras de Comercialização

Em linhas gerais, as informações de medição provenientes do módulo de regras “Medição Contábil”, a garantia física ajustada no centro de gravidade do sistema, considerando sazonalização flat, proveniente do módulo “Repactuação do Risco Hidrológico do ACR”, além de informações da ANEEL e do Operador Nacional do Sistema (ONS) são utilizadas para a formação dos encargos a serem pagos aos agentes geradores com usinas passíveis de recebimento desses montantes. As demais informações advindas dos módulos de “Penalidades”, e “Tratamento das Exposições” são utilizadas para alívio e rateio dos encargos apurados neste caderno de regras.

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Encargos”, esquematizado na Figura 2, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar os montantes de encargos e o rateio desses valores entre os agentes da CCEE, além de determinar os recursos disponíveis para o alívio retroativo das exposições financeiras e dos encargos de serviços de sistema:

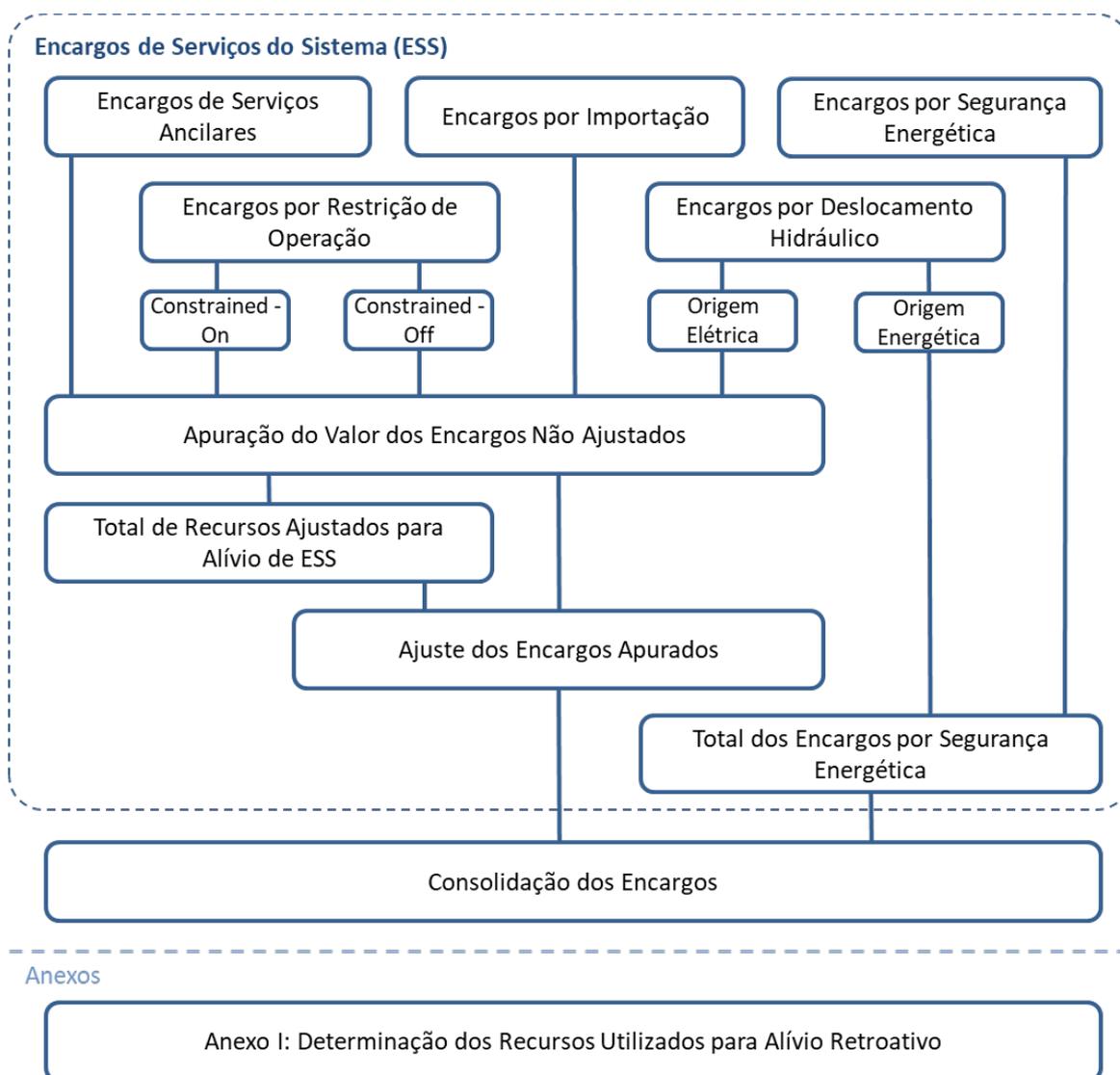


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

São apresentadas a seguir as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

### Encargos por Restrição de Operação

Calcula o montante de encargos por restrição de operação, das usinas não hidráulicas, pela diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Além disso, a geração referente às restrições de operação das usinas, cadastradas no modelo de otimização da programação diária, também são classificadas com restrição. Esse encargo é resultante de três situações possíveis:

- **Constrained-On:** usina termelétrica despachada fora de ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios positivos da ordem de mérito);

- **Constrained-Off:** usina termelétrica que tem sua geração reduzida em relação à ordem de mérito para atender a critérios energéticos ou operacionais (desvios negativos da ordem de mérito)
- **Unit Commitment:** usina termelétrica despachada fora de ordem de mérito para atender as restrições técnicas de operação dos critérios de tomada e descida de carga, e tempo mínimo de acionamento.

### **Encargos de Serviços Ancilares**

Determina os custos incorridos na prestação de serviços ancilares pelos agentes tais como compensação síncrona, ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente, e atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.

### **Encargos de Segurança Energética**

Determina os encargos oriundos das usinas despachadas por decisão do CMSE com o objetivo de garantir o suprimento energético e dos encargos oriundos do deslocamento hidráulico proporcionado pela geração por segurança energética e por importação de energia sem garantia física associada.

### **Encargos por Importação**

Determina os encargos oriundos das usinas de importação de energia entre o Brasil e países vizinhos despachadas por decisão da ONS, com o objetivo de garantir a redução do custo imediato de operação do SIN.

### **Encargos de Deslocamento Hidráulico**

Determina os custos incorridos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do deslocamento da geração dessas usinas pela ocorrência de geração fora da ordem de mérito do custo e de importação de energia elétrica sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016, sendo que essas usinas hidrelétricas têm direito a ressarcimento através de dois tipos de encargos:

- Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Energético: ressarcir os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração por segurança energética e da importação de energia sem lastro associado.
- Encargo associado ao Deslocamento Hidráulico Elétrico: ressarcir os custos das usinas hidrelétricas em função da redução da geração dessas usinas derivada da geração termelétrica por restrição elétrica, elegível, por critérios estabelecidos pelo ONS, como fonte da redução da geração das usinas hidrelétricas do MRE.

### **Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados**

Determina os valores preliminares, em R\$/MWh, dos encargos de serviços do sistema, formados pelas restrições de operação, prestação de serviços ancilares e deslocamento hidráulico oriundo de restrições elétricas que são passíveis de alívio.

### **Apuração do Valor de Encargos de Segurança Energética**

Determina o total dos custos oriundos da segurança energética, que contempla o ressarcimento dos custos das usinas despachadas por segurança energética e o custo do deslocamento hidráulico provocado por essa geração. A partir desse valor, determina-se o montante, em R\$/MWh, do encargo por segurança energética.

### **Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS**

Consolida o total de recursos financeiros disponíveis para alívio de encargos de serviços do sistema.

### **Ajuste dos Encargos Apurados de Restrição de Operação e Serviços Ancilares**

Estabelece os valores finais, em R\$/MWh, a serem aplicados a cada MWh consumido no SIN, de modo a compor o montante a ser transferido às usinas receptoras de encargos via contabilização CCEE.

### **Consolidação dos Encargos**

Estabelece os valores, por agente e mês de apuração, dos montantes a serem pagos e recebidos no âmbito da contabilização da CCEE a título de encargos de serviços do sistema (ESS).

### **Anexo**

- **Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo:** consolida os recursos financeiros residuais a serem utilizados para alívio retroativo de encargos e exposições financeiras negativas (decorrentes do tratamento das exposições em função da eventual diferença de preços entre os submercados), bem como os recursos destinados a alívio futuro de encargos.

#### **1.1.2. Restrições de Operação**

O Brasil, em função da predominância hidráulica do parque gerador, decidiu adotar o modelo de despacho centralizado (*tight pool*), em que o ONS decide a quantidade de energia a ser despachada por usina integrante do sistema interligado, com base em cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios.

Essa cadeia de modelos de otimização é a mesma utilizada pela CCEE na determinação do PLD. Na determinação do CMO, o ONS considera as restrições de transmissão internas a cada submercado para que o despacho atenda a demanda do mercado e assegure a estabilidade do sistema. Já a CCEE calcula um PLD único para todo o submercado, ou seja, para efeito do cálculo do preço, a CCEE trabalha como se a energia estivesse igualmente disponível em todos os pontos de consumo desse mesmo submercado. Dessa forma, as restrições internas aos submercados não são consideradas.

Há, portanto, uma diferença importante entre o despacho econômico calculado pela CCEE e o despacho elétrico operacionalizado pelo ONS. Dessa forma, é possível que as usinas venham a ser despachadas em níveis diferentes dos previstos na CCEE. Essas diferenças são ressarcidas a essas usinas pelos Encargos de Serviços do Sistema.

Os custos associados às restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as usinas cuja produção elétrica tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. Têm direito ao recebimento de encargos por restrições de operação apenas as usinas termelétricas com CVU não nulo.

O cálculo dos encargos relativos ao custo de restrição de operação incorpora também as diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *ex-ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado, realizado pelo ONS, como: alterações na configuração do sistema decorrentes da queda de uma linha de transmissão, uma grande chuva que venha a ocorrer após o cálculo do modelo de otimização da programação e que pode alterar substancialmente o planejamento da operação de curto prazo do ONS, dentre outras possibilidades.

A diferença entre a geração realizada/instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE pode resultar em duas situações possíveis, conforme mencionado anteriormente, quais sejam: (i) *constrained-off* e (ii) *constrained-on*.

A [Figura 3](#) ilustra as ambas as condições de restrição operacional:

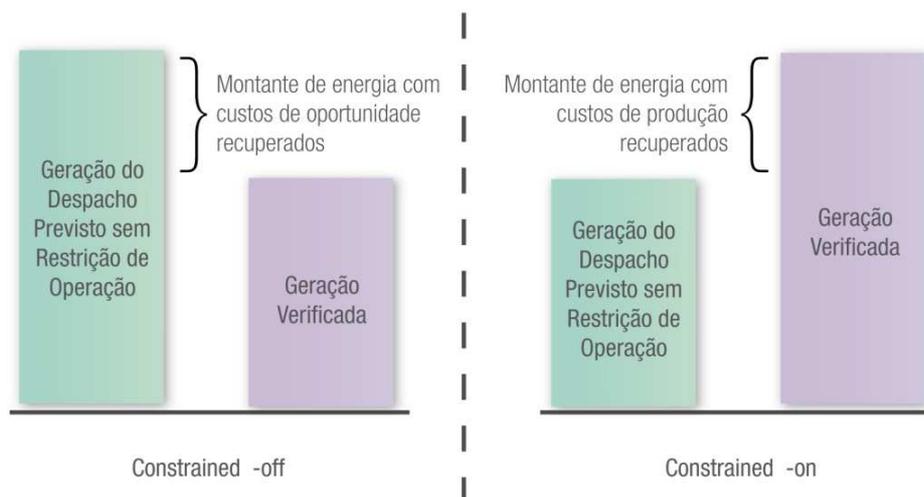


Figura 3: Tipos de Restrição de Operação: *Constrained-Off* e *Constrained-On*

Devido às restrições técnicas das usinas térmicas, podem ser programados despachos além da ordem de mérito, com o objetivo final de atender uma solicitação de despacho na ordem de mérito do ONS. Tais restrições, denominadas de unit commitment, passam a ser modeladas no DESSEM.

A primeira restrição que deve ser observada é o tempo mínimo de acionamento da usina, ou seja, uma vez acionada, a usina necessita tecnicamente de determinada quantidade de horas ligadas até finalizar o desligamento. Além disso, existem as restrições de tomada e descida de carga (rampa de subida e descida, respectivamente).

Para atender a solicitação de despacho da ordem de mérito é necessário que a usina termelétrica inicie o processo de acionamento das unidades geradoras, em momento anterior para atendimento da potência da usina, ou ainda no nível de despacho programado (respeitado a geração mínima e geração máxima).

Por fim, também é necessário respeitar as restrições de descida de carga da usina para retornar à condição de desligamento total. Destaca-se também a restrição de tempo mínimo de desligamento até um novo acionamento, também cadastrada como parâmetro técnico no DESSEM, porém sem direito a recebimento de encargo.

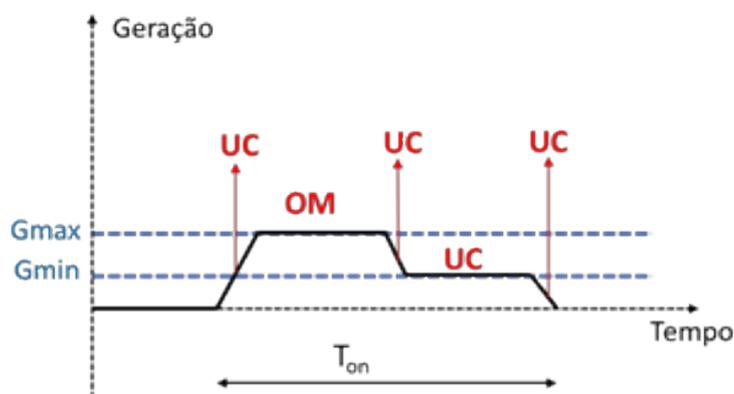


Figura 4 – Representação das Restrições Operativas por Unit Commitment

### 1.1.3. Serviços Ancilares

Os serviços ancilares, conforme ~~regulamentação específica Resolução nº 697, de 16 de dezembro de 2015~~, são destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN.

Os serviços ancilares informados pela ANEEL e remunerados por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são compostos por:

- a) Compensação Síncrona: O agente de geração recebe o equivalente à energia reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), que é revista pela ANEEL anualmente.
- b) Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa: As usinas termelétricas que forem acionadas para atenderem ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa recebem essa energia valorada ao preço da oferta realizada, quando o atendimento ao despacho é considerado satisfatório, ou ao seu CVU para despacho na ordem de mérito, quando insatisfatório. A energia gerada é liquidada a PLD a crédito do gerador e o montante financeiro adicional necessário para completar a valoração dessa energia é pago ao gerador por meio de encargos.
- ~~e) Os empreendimentos de geração atualmente em operação que venham a ter o provimento de serviços ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de serviços ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado por tal agência e ressarcido via ESS, sendo eles:~~
  - ~~d) Ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no Controle Automático de Geração (CAG).~~
  - ~~e) Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP) ou por reposição dos sistemas existentes incorridos por agentes de geração, transmissão e distribuição, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 309/08~~
  - ~~f) Ressarcimento pelo custo de operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento (Black Start).~~
  - ~~g) Ressarcimento pelo custo fixo de usinas emergenciais~~

~~h)c) Ressarcimento por investimentos para prestação de Serviços Ancilares.~~

#### 1.1.4. Encargos por Importação

Em 15 de agosto de 2018 foi publicada a Portaria nº 339 do Ministério de Minas e Energia (MME), a qual estabelece que, o Operador Nacional do Sistema (ONS) poderá utilizar integralmente ou parcialmente a energia de importação proveniente da República Argentina e do Uruguai, observando as quantidades e as condições passíveis de substituição termelétrica, garantindo a redução do custo imediato de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Poderão ser autorizados um ou mais Agentes Comercializadores como responsáveis pela importação de energia elétrica perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, desde que adimplentes e autorizados nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011.

A declaração dos montantes e dos preços da energia para importação será realizada por meio de ofertas ao ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do PLD, com entrega da energia no centro de gravidade do SIN e tendo como destino o Mercado de Curto Prazo (MCP). Os montantes e preços da energia ofertados para importação não serão considerados nos processos de planejamento e programação da operação associados ao Programa Mensal da Operação (PMO) e de formação do PLD.

#### 1.1.5. Encargos de Segurança Energética

~~A Lei nº 10.848, de 2004, Em dezembro de 2007 foi publicada a Resolução nº 8 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a qual estabelece em seu Artigo 2º que, com vistas à garantia do suprimento energético, o ONS poderá despachar recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico (em ordem crescente em relação aos custos declarados de geração) ou mudar o sentido do intercâmbio entre os submercados, por decisão do CMSE.~~

Como o despacho fora da ordem de mérito, para a garantia de suprimento energético, não leva em consideração o custo de operação declarado dessas usinas para a formação do PLD, a Lei 13.360/2016, estabeleceu que o montante financeiro a ser pago para as usinas despachadas adicionalmente para a garantia de suprimento energético será rateado pelos consumidores.

#### 1.1.6. Encargos de Deslocamento Hidráulico

O Artigo 2º da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, ~~com redação dada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016,~~ estabelece que a ANEEL deverá estabelecer para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidrelétrica ~~decorrente de:~~

- ~~I— geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;~~
- ~~II— importação de energia elétrica sem garantia física.~~

Dessa forma, a ANEEL publicou ~~a regulamentação específica Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017,~~ que estabelece as regras para se determinar o montante de energia que deve ser considerado como deslocamento hidráulico, a forma de apuração do custo desse deslocamento e a forma de ressarcimento aos geradores participantes do MRE.

Assim, definiu-se que o deslocamento hidráulico é composto por duas parcelas:

1. O deslocamento hidráulico energético, constituído pela geração por segurança energética mais a importação de energia sem garantia física associada
2. O deslocamento hidráulico elétrico, constituído pela geração originada por restrições elétricas identificada pelo ONS como indutora de redução de geração das usinas participantes do MRE

Desses dois montantes inicialmente apurados deve-se abater a indisponibilidade verificada de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito. A ~~Figura 5~~ **Figura 5** ilustra a apuração dos montantes de deslocamento hidráulico.

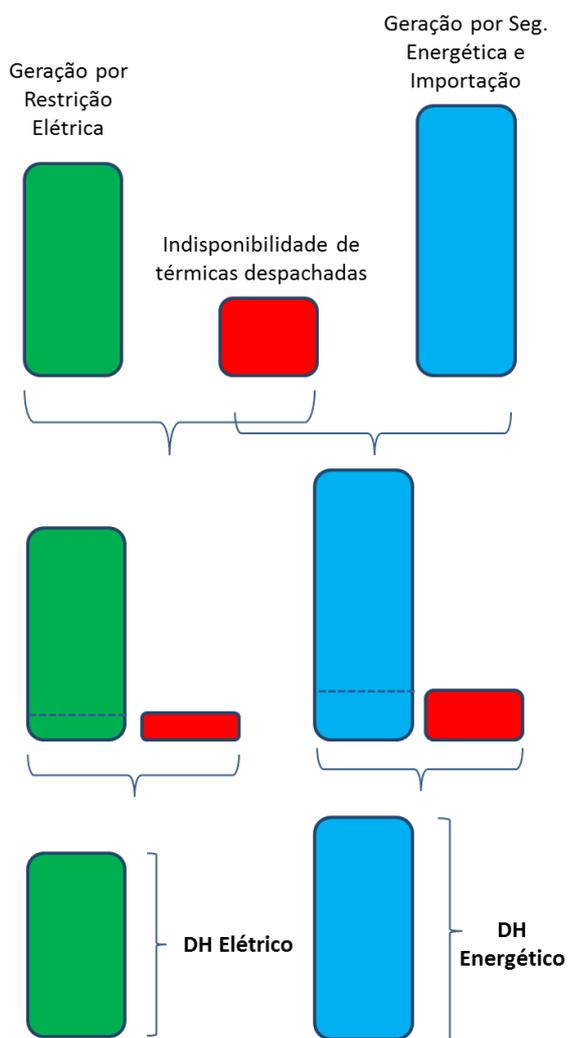


Figura 5: Apuração dos montantes de deslocamento hidráulico

Os montantes de deslocamento hidráulico apurados são rateados entre todas as usinas participantes do MRE na proporção da garantia física modulada e ajustada, considerando sazonalização flat.

Os montantes de deslocamento hidráulico destinados às usinas do MRE que optaram pela repactuação do risco hidrológico precisam ser ajustados em função do produto escolhido no processo de repactuação e do valor do Ajuste MRE (GSF) apurado.

A Figura 6 ilustra os pontos anteriores.

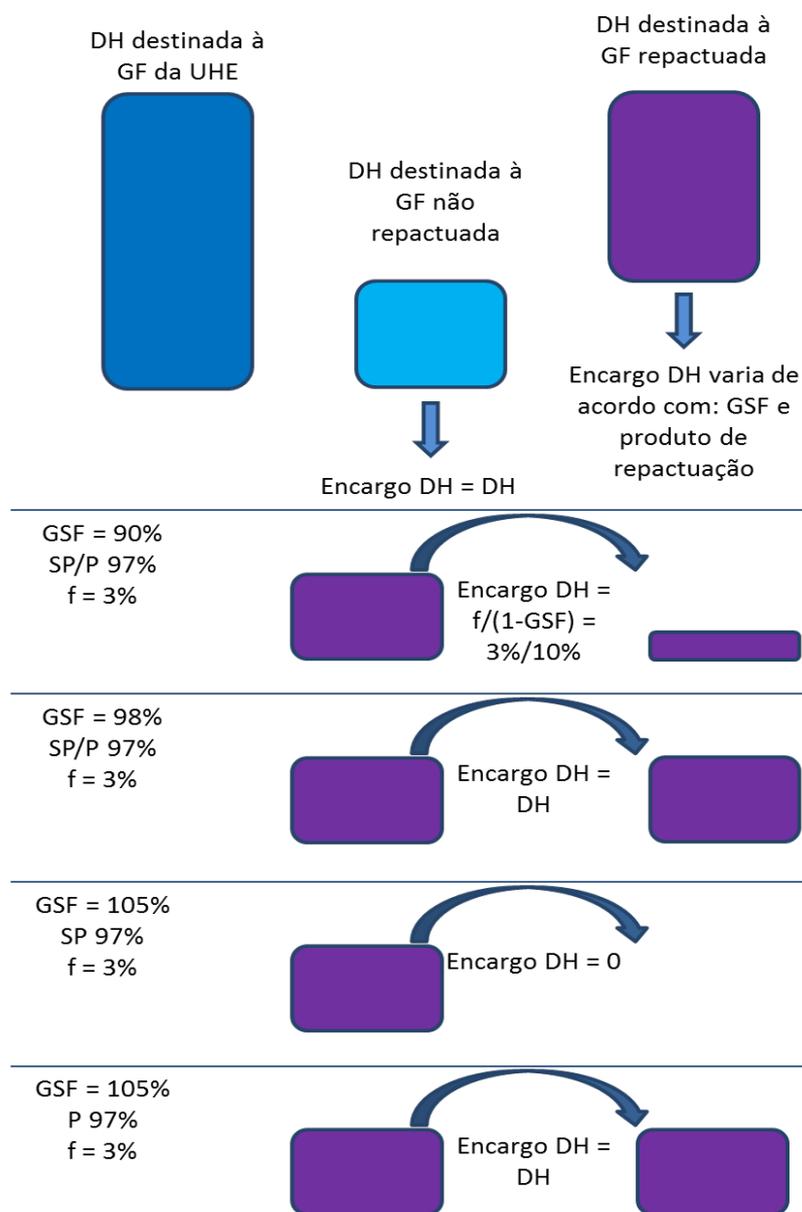


Figura 6: Determinação do Deslocamento Hidráulico para usinas que repactuaram

Tendo se determinado os montantes de deslocamento hidráulico que cada usina hidrelétrica participante do MRE têm direito, apura-se o custo desse deslocamento a partir do produto entre o montante de deslocamento e a diferença entre o valor do PLD da hora e do submercado em que houve deslocamento e o chamado PLD\_X, valor associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica.

Os custos apurados dos deslocamentos hidráulicos são assumidos por:

- Todos os consumidores do SIN, no caso de deslocamento hidráulico de origem energética.
- Os mesmos consumidores que assumem o encargo da restrição de operação que deu origem ao deslocamento hidráulico de origem elétrica.

### 1.1.7. Forma de rateio dos encargos

Os encargos mencionados anteriormente são rateados entre os agentes de formas distintas, conforme apresentado a seguir:

	Forma de Rateio
<b>Restrição de Operação</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN</i> ( <i>Consumo atendido pelo SIN: consumo total subtraído da energia elétrica autoproduzida no SIN, ou seja, independentemente de sua localização</i> ), de cada agente em relação a todos os agentes, respeitando o tipo de restrição, multi-submercados ou submercado único, onde para encargos por restrição de operação do tipo multi-submercados será rateado entre os agentes localizados nos submercados do agrupamento, e para encargos por restrição de operação do tipo submercado único será rateado pelos agentes localizados no mesmo submercado.
<b>Compensação Síncrona</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN<sup>1</sup></i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN de todos os agentes localizados no seu submercado.
<b>Serviços Ancilares</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN<sup>1</sup></i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN todos os agentes de todos os submercados.
<b>Importação</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN<sup>1</sup></i> , de cada agente, em relação ao consumo atendido pelo SIN todos os agentes de todos os submercados.
<b>Segurança Energética</b>	Rateado na proporção do <i>consumo atendido pelo SIN</i> , considerando eventual geração de propriedade da carga, provenientes de usinas localizadas no mesmo ou em outro sítio.
<b>Deslocamento Hidráulico</b>	O encargo de deslocamento hidráulico energético é rateado entre todos os consumidores do SIN, enquanto que encargo de deslocamento hidráulico de origem elétrica é rateada pelos mesmos consumidores que arcam com os custos da restrição elétrica que originou o deslocamento hidráulico.

Figura 7: Formação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

### 1.1.8. Consolidação dos Encargos

A consolidação dos encargos consiste em determinar o total de encargos a serem pagos aos agentes com usinas receptoras de encargos no mês de apuração.

Os encargos de serviços do sistema são compostos por encargos de serviços ancilares, encargos por restrição de operação, encargos por Segurança Energética, encargos por Importação e encargos por Deslocamento Hidráulico, conforme ilustrado na [Figura 8](#)~~Figura-8~~.

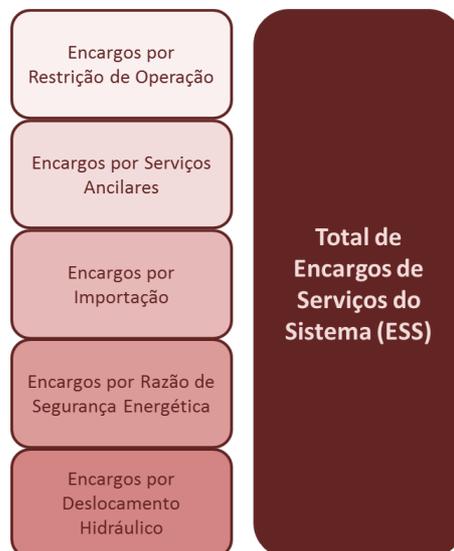


Figura 8: Formação dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

Os seguintes recursos podem ser utilizados para abatimento ou alívio do total de encargos de serviços do sistema a ser pago pelos agentes proprietários de pontos de medição de consumo registrados na CCEE:

- Saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente;
- Sobra de receitas advindas do mês anterior, a qual também considera eventual saldo remanescente da Conta de Energia de Reserva (CONER) após o término de suprimento dos Contratos de Energia de Reserva (CER) (Para maiores informações sobre Energia de Reserva consulte o módulo específico); e
- Recursos advindos da aplicação de penalidades anteriores a novembro de 2005 por insuficiência de lastro de comercialização de energia ~~(conforme estabelecido nas Resoluções ANEEL nº 91/2003 e nº 352/2003)~~, acrescido do pagamento de penalidades por falta de combustível, associada aos processos de coleta de dados de medição pela CCEE, multas atribuídas ao não aporte das garantias financeiras e multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo.

A [Figura 9](#)~~Figura-9~~ ilustra essa etapa de alívio de encargos:

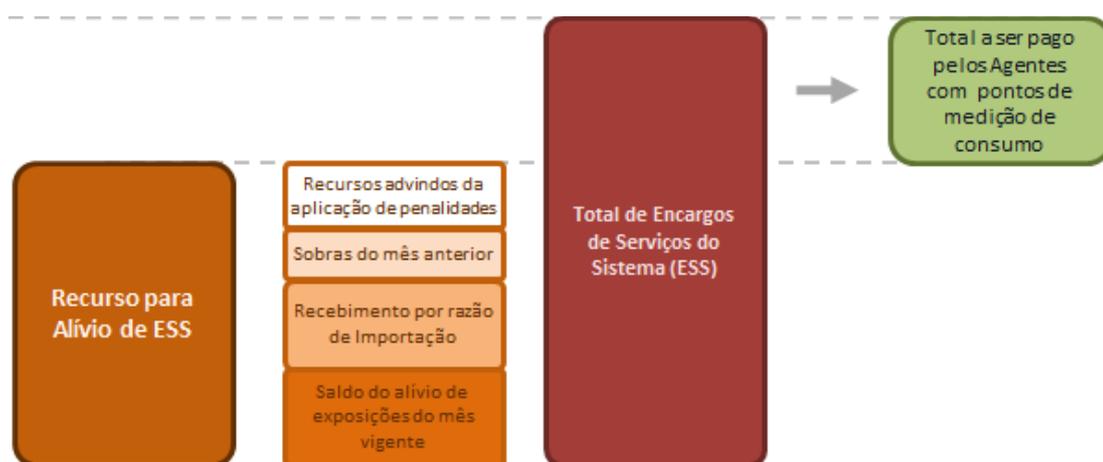


Figura 9: Total de Encargos superior a Reserva para Alívio de ESS

Se o recurso para alívio de ESS for maior que o total de encargos de serviços do sistema, os agentes proprietários de pontos de medição de consumo não pagam ESS e o valor remanescente é alocado da seguinte forma:

- O saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente, caso haja, será utilizado para processar o alívio retroativo de exposições residuais dos geradores em função do tratamento das exposições e os encargos de serviços do sistema de meses anteriores (Vide módulo “Consolidação de Resultados”); e
- Caso haja recursos advindos da aplicação de penalidades e a sobra de receita do mês anterior, seus saldos remanescentes, após o alívio dos ESS do mês de apuração, serão utilizados para alívio de ESS de meses futuros.

A [Figura 10](#) ilustra essa etapa de alívio de encargos:

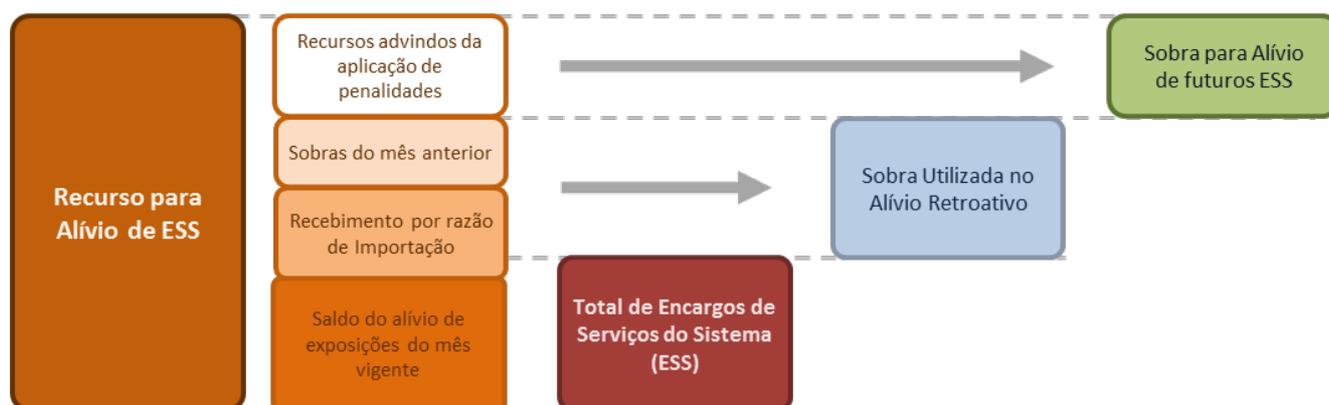


Figura 10: Total de Encargos inferior a Reserva para Alívio de ESS no mês

Por sua vez, o encargo de segurança energética é constituído pelo custo da geração de segurança energética e pelo deslocamento hidráulico de origem energética. Destaca-se que essa modalidade de encargo não tem direito a alívio como ocorre com os encargos de serviços do sistema.

## 2. Detalhamento das Etapas de Encargos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Encargos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Encargos por Restrição de Operação

#### Objetivo:

Apurar os montantes em reais devidos às usinas a título de encargos por restrição operacional.

#### Contexto:

Os Encargos por Restrição de Operação compõem um dos tipos de Encargos de Serviços do Sistema (ESS). A [Figura 11](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

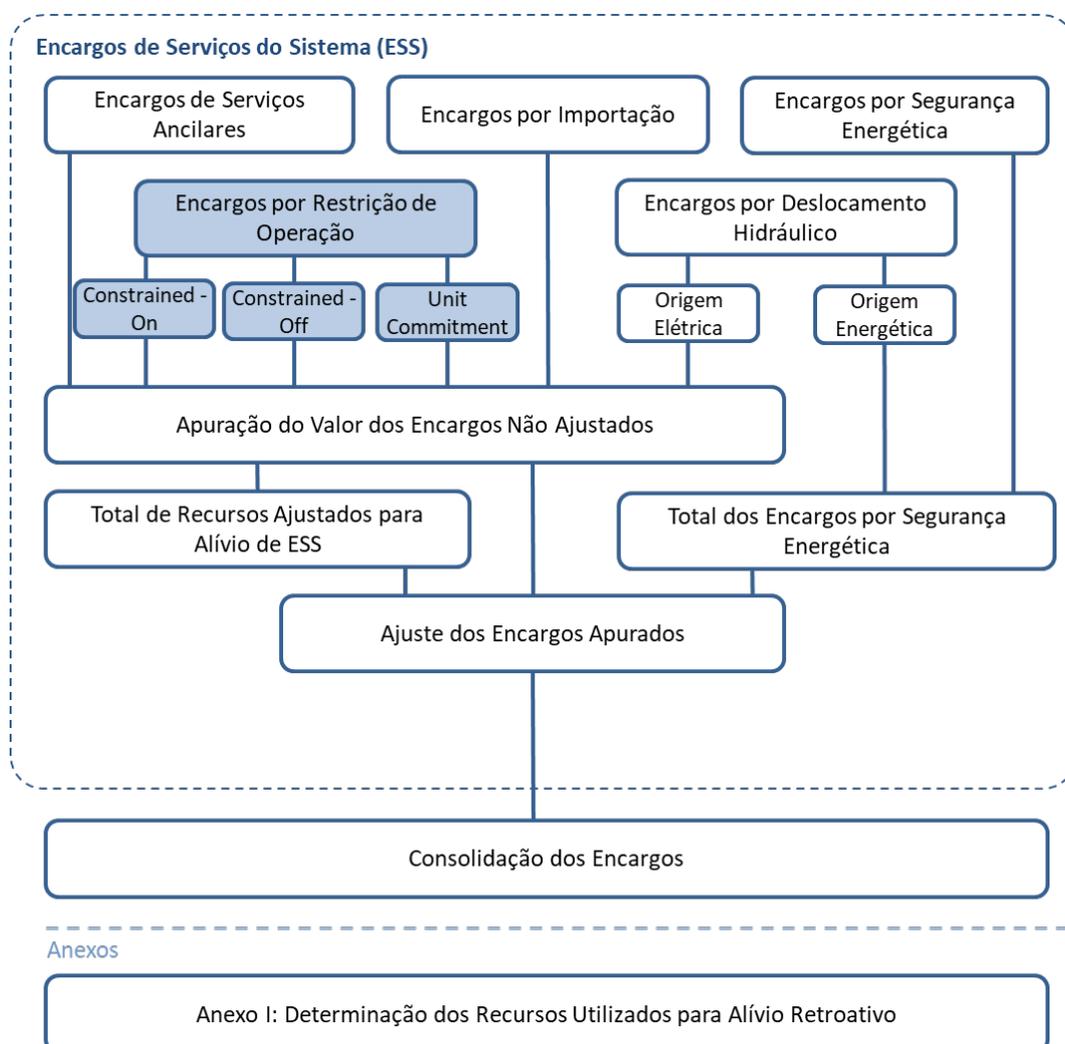


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

#### 2.1.1. Detalhamento dos Encargos por Restrição de Operação

O processo de cálculo relativo aos encargos por restrição de operação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. O cálculo dos encargos por restrição de operação incorpora eventuais diferenças não previstas pelo despacho sem restrição *Ex-Ante* da CCEE e captadas pelo despacho real verificado.
2. Os Encargos por Restrição de Operação são calculados para as usinas não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA ou IIA (não emergenciais) e os interconectores internacionais que atendem restrições operativas do SIN, conforme informado pelo ONS, e são subdivididos em dois tipos *Constrained-On* e *Constrained-Off*.
  - 2.1. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On* são pagos às usinas que não foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, por sua geração ser mais cara, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem acima do que havia sido despachado; e
  - 2.2. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-Off* são pagos às usinas que foram despachadas para atender os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, entretanto em função de restrições operativas o ONS faz essas usinas produzirem menos do que o despachado.
  - 2.3. Encargos por Restrição de Operação por Unit Commitment são pagos às usinas que foram despachadas para atender restrições físicas das usinas para a geração da ordem do mérito.

### 2.1.2. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-On*

3. As usinas, enquadradas na Linha de Comando 2, acionadas por restrição de operação pelo ONS, em condição *CONSTRAINED-ON*, têm seu Encargo por Restrição de Operação calculado a partir da geração de energia verificada acima da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção da energia e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Restrição de Operação *Constrained-On* é determinado conforme a seguinte expressão:

$$ENC\_CONST\_ON_{p,j} = (G\_CONST\_ON_{p,j}) * \max \left( 0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$ENC\_CONST\_ON_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação *Constrained-On* da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 3.1. O Fator do Encargo por Restrição de Operação estabelece o percentual da produção de energia elétrica, de uma usina acionada por razão de restrição operativa efetivamente realizada, acima da instrução de despacho para o período considerado. Esse fator é expresso por:

Se:

$$F\_REST\_OP_{p,j} = \min \left( 1; \frac{G\_ONS\_CONST\_ON_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_REST\_OP_{p,j}$  é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_ONS\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração informada pelo Operador do Sistema para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 3.2. A Geração Realizada para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On é determinada pela geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Restrição de Operação, expresso por:

$$G\_CONST\_ON_{p,j} = G_{p,j} * F\_REST\_OP_{p,j}$$

Onde:

$G\_CONST\_ON_{p,j}$  é a Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_REST\_OP_{p,j}$  é o Fator do Encargo por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

### 2.1.3. Encargos por Restrição de Operação por *Constrained-Off*

4. O ajuste da Quantidade de Energia Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação é realizado de modo a referenciar essa informação à Rede Básica nos moldes do tratamento dado no caderno de Medição Contábil por meio da aplicação do Fator de Rateio de Perdas da Geração associado à usina além do respectivo Fator de Abatimento das Perdas Internas, sendo assim a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação é expressa por:

$$QEA\_REST\_OP_{p,j} = \max \left( 0; \left( M\_CONST\_OFF_{p,j} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} \right) \right)$$

Onde:

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$M\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

5. Para as usinas passíveis de recebimento de encargos por restrição elétrica devido a situação de Constrained-off, para cada período de comercialização, seu Encargo por Restrição de Operação será calculado a partir da geração de energia verificada abaixo da respectiva instrução de despacho para o período, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia. O Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off é determinado conforme a seguinte expressão:

$$ENC\_CONST\_OFF_{p,j} = QEA\_REST\_OP_{p,j} * \max \left( 0; (PLD_{s,j} - INC_{p,j}) \right)$$

Onde:

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

#### 2.1.4. Encargos por Restrição de Operação por *Unit Commitment*

6. O Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment será calculado a partir da geração de energia classificada por esse fim, valorado pela diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças Final e o Custo Declarado associado à produção da energia, conforme a seguinte expressão:

*Se  $INC_{p,j} > PLD_{s,j}$  então:*

$$ENC\_REST\_UNIT_{p,j} = G\_UNIT_{p,j} * (INC_{p,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

$ENC\_REST\_UNIT_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_UNIT_{p,j}$  é a Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 6.1. A Geração por Unit Commitment da usina é definida a partir do Fator de energia gerada por Unit Commitment da usina aplicado na Geração da Final da mesma, de acordo com a expressão a seguir:

$$G\_UNIT_{p,j} = G_{p,j} * F\_UNIT\_C_{p,j}$$

Onde:

$G\_UNIT_{p,j}$  é a Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_UNIT\_C_{p,j}$  é o Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 6.1.1. O cálculo do Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment representa a relação entre a Geração por Unit Commitment, definida pelo ONS, e a geração apurada por este:

$$F\_UNIT\_C_{p,j} = \min\left(1; \frac{UNIT_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}}\right)$$

Onde:

$F\_UNIT\_C_{p,j}$  é o Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UNIT_{p,j}$  é o Geração por Unit Commitment de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

## 2.1.5. Dados de Entrada dos Encargos por Restrição de Operação

<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas</b>		
<b><math>F\_PDI_{p,j}</math></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b><math>G_{p,j}</math></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	

	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração por Unit Commitment</b>		
<b>G_UNIT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração por Unit Commitment da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Geração informada pelo ONS para atendimento a uma restrição de operação Constrained-On</b>		
<b>G_ONS_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração informada pelo Operador do Sistema para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>		
<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de geração frustrada por Constrained-Off</b>		
<b>M_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>		
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Geração por Unit Commitment da Usina</b>		
<b>UNIT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia gerada por Unit Commitment verificada pelo ONS para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.6. Dados de Saída dos Encargos por Restrição de Operação

<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-On</b>		
<b>ENC_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>		
<b>ENC_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment</b>		
<b>ENC_REST_UNIT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment</b>		
<b>F_UNIT_C<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Determinação da Energia gerada por Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On</b>		
<b>G_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.2. Encargos de Serviços Ancilares

### Objetivo:

Apurar os montantes em reais devidos às usinas por prestação de serviços ancilares.

### Contexto:

Os serviços ancilares são destinados a garantir a qualidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN. Os custos incorridos na prestação desses serviços são ressarcidos por meio dos Encargos de Serviços Ancilares, sendo esse um componente dos Encargos de Serviços do Sistema. A [Figura 12](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

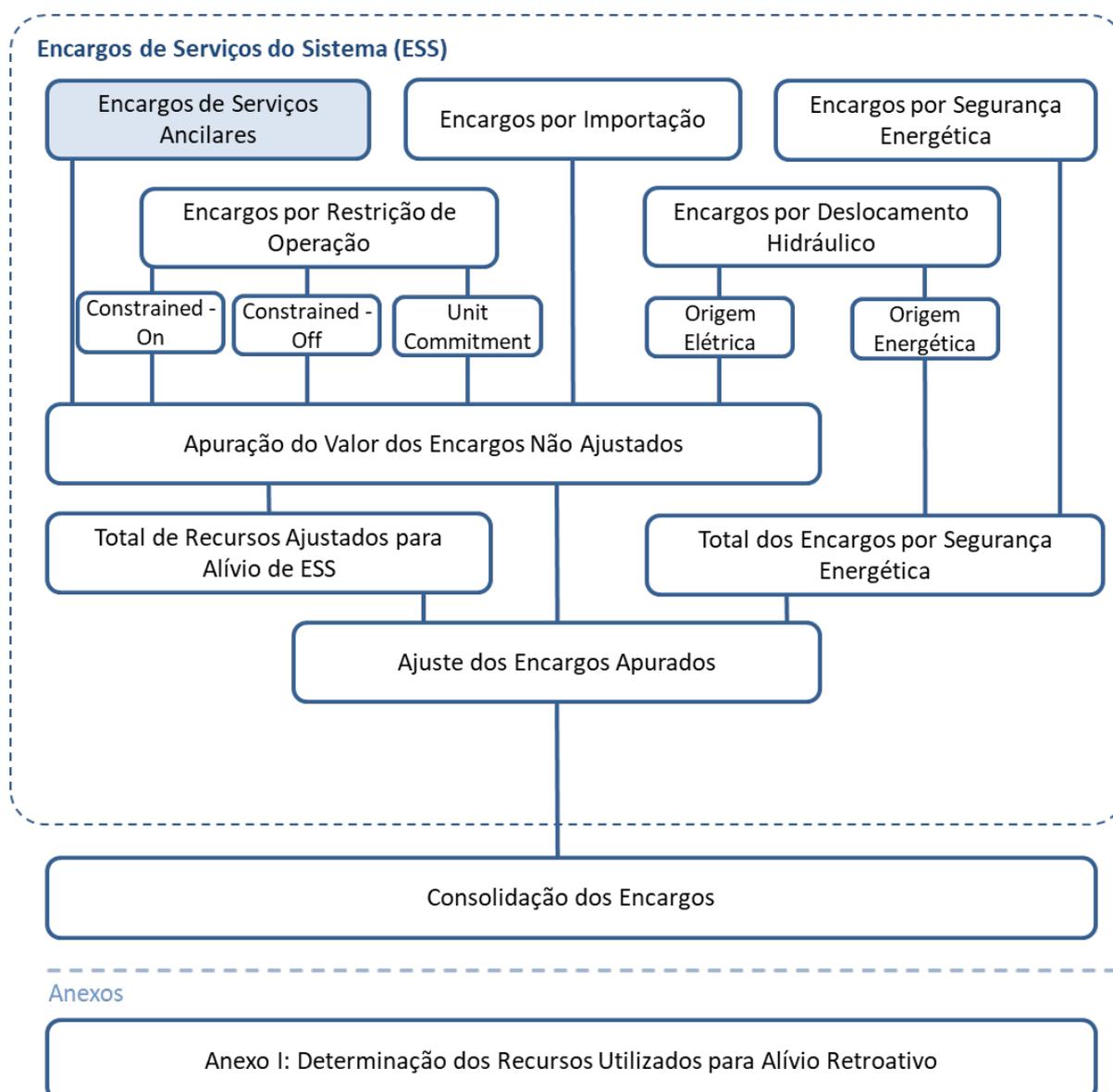


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.2.1. Detalhamento dos Encargos de Serviços Ancilares

O processo de determinação dos encargos de serviços ancilares é composto pelos seguintes comandos e expressões:

7. A determinação do Encargo de Compensação Síncrona da usina refere-se ao fornecimento ou absorção de energia reativa e será remunerado à Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), estabelecida pela ANEEL em resolução específica. O Encargo de Compensação Síncrona é dado pela expressão:

$$ENC\_CS_{p,j} = MER\_CS_{p,j} * TSA_{p,m}$$

Onde:

$ENC\_CS_{p,j}$  é o Encargo por Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$MER\_CS_{p,j}$  é a Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$TSA_{p,m}$  é a Tarifa de Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

8. O Encargo por Outros Serviços Ancilares atribuído a uma usina é determinado pela relação de todos os ressarcimentos autorizados pelo regulador em função de investimentos realizados para prestação de serviços ancilares ao sistema, operação e manutenção de equipamentos necessários à participação do Controle Automático de Geração (CAG), do Sistema Especial de Proteção (SEP), equipamentos de autorrestabelecimento e por contratação de usinas emergenciais. O Encargo por Outros Serviços Ancilares é expresso por:

$$ENC\_OSA_{p,m} = RISA_{p,m} + RCAG_{p,m} + RSEP_{p,m} + RART_{p,m} + RCUE_{p,m}$$

Onde:

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RISA_{p,m}$  é o Ressarcimento por Investimentos para Prestação de Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RCAG_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação Necessários à Participação no CAG (Controle Automático de Geração) da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RSEP_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP (Sistema Especial de Proteção) da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RART_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Autorrestabelecimento da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RCUE_{p,m}$  é o Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

9. O Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa a ser pago às usinas, informadas pelo ONS, não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, é determinado pela geração realizada no cumprimento

desse serviço ao sistema, valorado pela diferença entre o preço determinado para essa energia, com base no critério de atendimento satisfatório ao despacho, e o PLD verificado no momento da geração:

*Se a usina estiver atendendo o despacho complementar para manutenção de reserva de potência operativa*

$$ENC\_RESPOP_{p,j} = G\_RESPOP_{p,j} * \max(0; PRECO\_RESPOP_{p,j} - PLD_{s,j})$$

Onde:

ENC\_RESPOP<sub>p,j</sub> é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

G\_RESPOP<sub>p,j</sub> é a Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

PRECO\_RESPOP<sub>p,j</sub> é o Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 9.1. O Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa é determinado em função do atendimento satisfatório ou não do despacho pela usina. Em caso de atendimento satisfatório, a usina tem direito ao preço ofertado no mecanismo. Caso o atendimento seja insatisfatório, a usina terá direito apenas ao seu custo declarado para fins de despacho por ordem de mérito. Para determinar se o despacho foi satisfatório, é observado se a proporção da geração realizada foi superior às indisponibilidades forçada e programada da usina:

*Se o atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva operativa foi satisfatório pela usina “p”*

$$PRECO\_RESPOP_{p,j} = PRECO\_OF\_RESPOP_{p,j}$$

*Caso contrário*

$$PRECO\_RESPOP_{p,j} = INC_{p,j}$$

Onde:

PRECO\_RESPOP<sub>p,j</sub> é o Preço para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

PRECO\_OF\_RESPOP<sub>p,j</sub> é o Preço Ofertado pelo agente para Valoração do Encargo referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

## 2.2.2. Dados de Entrada dos Encargos de Serviços Ancilares

<b>G<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Final da Usina</b>	
	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
	Descrição	Geração Realizada para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b>	
	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>	
	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes

		componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Energia Reativa Associada à Compensação Síncrona</b>		
<b>MER_CS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Parcela de energia reativa da usina “p” associada à prestação de serviços ancilares por compensação síncrona, por período de comercialização “j”. O ressarcimento em si é calculado no Módulo de Regras relativo aos Encargos
	Unidade	MVArh
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo III)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço Ofertado pelo agente Valoração do Encargo Referente ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>		
<b>PRECO_OF_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Preço Ofertado pelo agente para Valoração do Encargo Referente ao Despacho Complementar Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Autorrestabelecimento</b>		
<b>RART<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela

		operação e manutenção dos equipamentos de autorrestabelecimento
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Ressarcimento pelo Custo de Operação e Manutenção dos Equipamentos de Supervisão e Controle e de Comunicação</b>	
<b>RCAG<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no Controle Automático de Geração (CAG)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais</b>	
<b>RCUE<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ressarcimento pelo Custo de Usinas Emergenciais da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Ressarcimento por Investimentos para Prestação de Serviços Ancilares</b>	
<b>RISA<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante a ser ressarcido para a usina pelo investimento para prestação de serviços ancilares
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Ressarcimento pelo Custo de Implantação, Operação e Manutenção de SEP</b>	
<b>RSEP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro que a usina deverá ser ressarcida referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Tarifa de Serviços Ancilares</b>		
<b>TSA<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Valor para ressarcimento de custos adicionais de operação e manutenção referente ao suporte de reativo provido pelas parcelas de usinas “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MVA <sub>rh</sub>
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída dos Encargos de Serviços Ancilares

<b>Encargo por Compensação Síncrona</b>		
<b>ENC_CS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Encargo por Outros Serviços Ancilares</b>		
<b>ENC_OSA<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Encargos por Importação

#### Objetivo:

Apurar os montantes devidos às usinas a título de encargos por importação.

#### Contexto:

A energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai poderão ser ofertadas ao ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do PLD, com entrega de energia no Centro de Gravidade do SIN e sendo liquidado no MCP. Tal energia poderá ser utilizada de forma integral ou parcial pelo ONS, desde que essa importação viabilize a redução do custo imediato de operação do SIN.

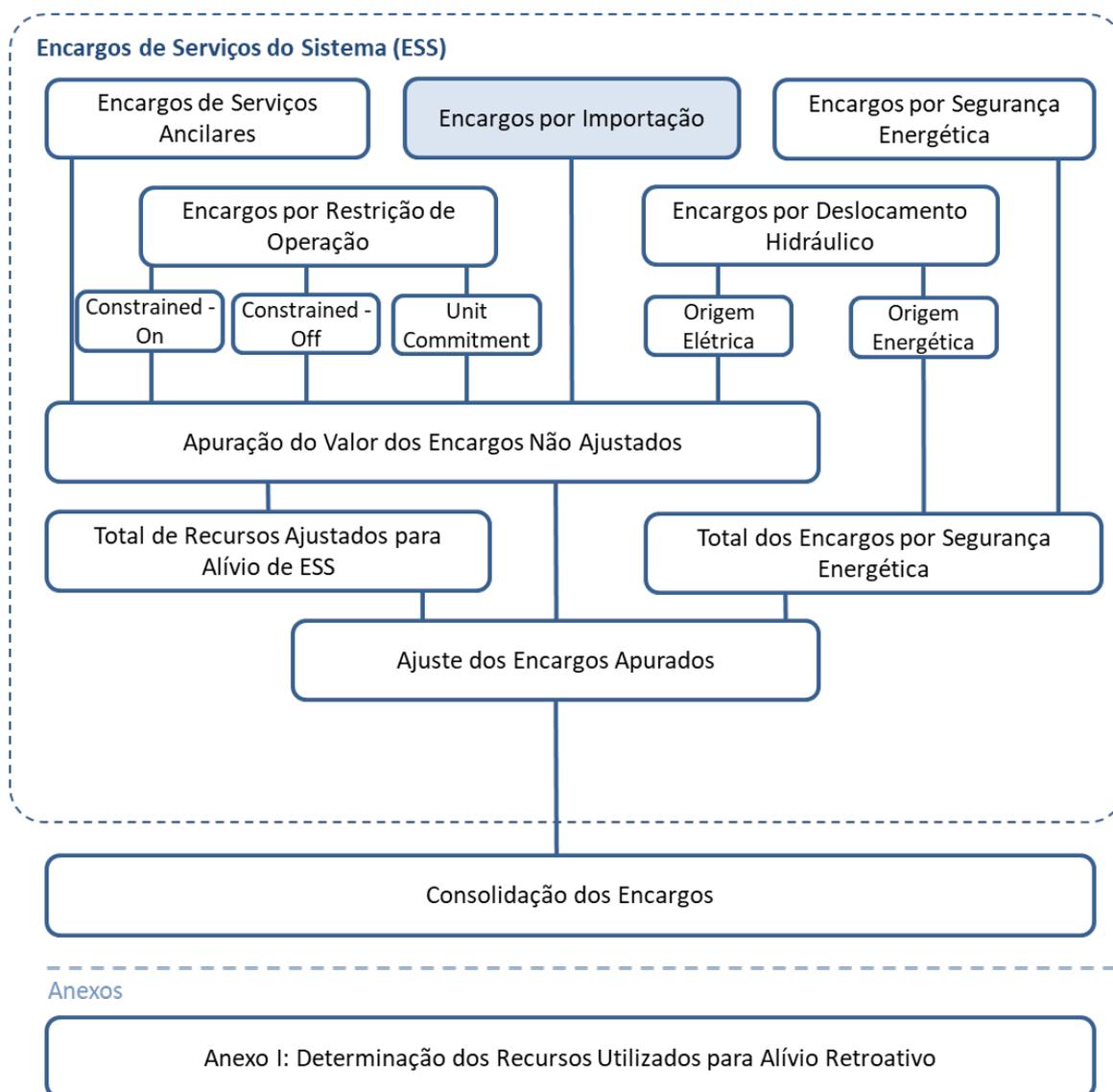


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.3.1. Detalhamento dos Encargos por Importação

O processamento dos encargos por importação é composto pelos seguintes comandos e expressões:

10. A importação de energia realizada através de estações conversoras, para efeito de operacionalização na CCEE, será representada pela modelagem de uma usina térmica com modalidade de despacho tipo IA ou tipo IIA.

11. Esta usina estará modelada sob um perfil de agente comercializador importador, e é vedado a modelagem de qualquer outro tipo de ativo sob este mesmo perfil de agente.
12. Eventuais créditos relativos ao processo de importação de energia da República Argentina ou da República Oriental do Uruguai são isentos do processo de rateio de inadimplência.
13. Os custos relativos à importação da energia elétrica serão determinados pela Geração de energia, em função do despacho de importação, valorada pela diferença entre o Preço de Oferta de Importação e o Preço de Liquidação das Diferenças. O Encargo por Razão de Importação é expresso por:

$$ENC\_IMP_{p^*,j} = G_{p^*,j} * \max(0; (P\_IMP_{p^*,j} - PLD_{s,j}))$$

*∀ s onde está localizada a estação conversora*

Onde:

ENC\_IMP<sub>p\*,j</sub> é o Encargo de Importação de energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

G<sub>p\*,j</sub> é Geração de energia de uma parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

P\_IMP<sub>p\*,j</sub> é o Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

14. Nos casos em que houver substituição de Geração térmica por Importação e o PLD for maior que o Preço de Oferta para Importação será apurado uma diferença financeira destinada para alívio de ESS. Esta diferença deverá ser determinada a partir da geração de energia verificada valorada entre o PLD e o Preço de Oferta de Importação. O cálculo será expresso por:

$$EXCD\_FIN\_IMP_{p^*,j} = G_{p^*,j} * \max(0; (PLD_{s,j} - P\_IMP_{p^*,j}))$$

Onde:

EXCD\_FIN\_IMP<sub>p\*,j</sub> é o Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

G<sub>p\*,j</sub> é Geração de energia de uma parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

P\_IMP<sub>p\*,j</sub> é o Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

15. Quando o montante de energia efetivamente importado for inferior ao montante definido pelo ONS, os agentes comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar com os

custos dessa diferença de energia, que será valorada de acordo com os critérios estabelecidos a seguir:

- 15.1. Para o caso em que o CVU da usina termelétrica substituída seja inferior ao PLD, a valoração se dará pela diferença entre o PLD vigente no submercado da usina termelétrica substituída e seu CVU, de acordo com a seguinte expressão:

*Se  $INC_{p,j} < PLD_{s,j}$ , então:*

$$V\_CUSTO\_IMP_{p,p^*,j} = QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j} * \max(0; (PLD_{s,j} - INC_{p,j}))$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP_{p,p^*,j}$  é a Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, da parcela de usina “p\*” por período de comercialização “j”

$QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j}$  é a Quantidade de importação definida pelo ONS e não entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, da parcela de usina “p\*” por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças de um submercado “s”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

- 15.2. Para o caso em que o CVU da usina termelétrica substituída seja superior ao PLD, a valoração será de 5% do Limite Máximo Estrutural do PLD, de acordo com a seguinte expressão:

*Se  $INC_{p,j} \geq PLD_{s,j}$  então*

$$V\_CUSTO\_IMP_{p,p^*,j} = QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j} * (0,05 * PLD\_MAX\_EST_f)$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP_{p,p^*,j}$  é a Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “p”, da parcela de usina “p\*” por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD\_MAX\_EST_f$  é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

$QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j}$  é a Quantidade de importação definida pelo ONS e não entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, da parcela de usina “p\*” por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

- 15.2.1. Para definição dos custos da diferença entre a importação efetiva e a definida pelo ONS é necessário a determinação da Quantidade de Energia não entregue rateada para cada usina térmica substituída, pois, as usinas de importação podem substituir uma ou mais

usinas. O cálculo se dará pelo rateio do montante de importação não entregue de cada usina importadora proporcionalizado pela disponibilidade verificada da usina e o despacho sem restrição das usinas substituídas. A determinação desse volume é expressa por:

$$QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j} = MONT\_IMP\_NE_{p^*,j} * \frac{DOMP\_ONS_{p,j}}{\sum_{p_{sub}} DOMP\_ONS_{p,j}}$$

Onde:

$QE\_IMP\_NE_{p,p^*,j}$  é a Quantidade de importação definida pelo ONS e não entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída “p”, da parcela de usina “p\*” por período de comercialização “j”

$MONT\_IMP\_NE_{p^*,j}$  é o montante de importação definido pelo ONS e não entregue da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PSUB” é o conjunto de usinas que foram substituídas para realização da importação

“p\*” é a parcela de usina para Importação

15.2.1.1. O Montante de Importação definido pelo ONS e não entregue será calculado pela diferença entre o Despacho de Importação para o período e a Geração verificada da usina substituta de acordo com a seguinte expressão:

$$MONT\_IMP\_NE_{p^*,j} = \max \left( 0; (MONT\_IMP\_ONS_{p^*,j} * UXP\_GLF_{p^*,j} - G_{p^*,j}) \right)$$

Onde:

$MONT\_IMP\_NE_{p^*,j}$  é o Montante de importação definido pelo ONS e não entregue da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

$MONT\_IMP\_ONS_{p^*,j}$  é o Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina de energia proveniente de Importação “p\*”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é Geração de energia de uma parcela de usina “p\*”, ajustada por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

15.3. Para o caso em que o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE decidir por considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas, a valoração será de 5% do Limite Máximo Estrutural do PLD, de acordo com a seguinte expressão:

$$V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p^*,j} = MONT\_IMP\_NE_{p^*,j} * (0,05 * PLD\_MAX\_EST_f)$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p^*,j}$  é a Valoração do Custo de Energia de Importação definida pelo ONS Sem Substituição por decisão do CMSE da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

$MONT\_IMP\_NE_{p^*,j}$  é o montante de importação definido pelo ONS e não entregue da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

$PLD\_MAX\_EST_f$  é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

### 2.3.2. Dados de Entrada dos Encargos por Importação

<b>Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS</b>		
<b>DOMP_ONS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração de energia</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Substituída</b>		
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Importação do intercâmbio de energia entre o Brasil e países vizinhos da parcela de usina substituída “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Importação definido pelo ONS</b>		
<b>MONT_IMP_ONS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina de energia proveniente de Importação “p*”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Oferta de Importação de Energia</b>		
<b>P_IMP<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Preço de Oferta de Importação de Energia da parcela de usina “p*”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças do submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Determinação do PLD)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural</b>		
<b>PLD_MAX_EST<sub>f</sub></b>	Descrição	Limite máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída dos Encargos por Importação

<b>Encargo de Importação de energia</b>		
<b>ENC_IMP<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina "p*", no período de comercialização "j", por prestação de serviço de importação de energia
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Excedente Financeiro de Importação do intercâmbio de energia</b>		
<b>EXCD_FIN_IMP<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina "p*", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS</b>		
<b>V_CUSTO_IMP<sub>p,p*,j</sub></b>	Descrição	Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída "p", da parcela de usina "p*" por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de importação definida pelo ONS e não entregue</b>		
<b>QE_IMP_NE<sub>p,p*,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de importação definida pelo ONS e não entregue, proporcionalizada para parcela de usina substituída "p", da parcela de usina "p*" por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de importação definido pelo ONS e não entregue</b>		
<b>MONT_IMP_NE<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Montante de Importação definido pelo ONS da parcela de usina de energia proveniente de Importação "p*", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo de Energia de Importação definida pelo ONS Sem Substituição por decisão do CMSE</b>		
V_CUSTO_IMP_SS <sub>p,j</sub>	Descrição	Encargo de Importação Sem Substituição por decisão do CMSE da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.4. Encargos por Segurança Energética

### Objetivo:

Identificar os montantes, em reais, devidos às usinas despachadas pelo ONS por razão de segurança energética.

### Contexto:

Os Encargos por Segurança Energética são responsáveis pelo ressarcimento dos custos incorridos pelas usinas não hidráulicas despachadas por decisão CMSE. A [Figura 14](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

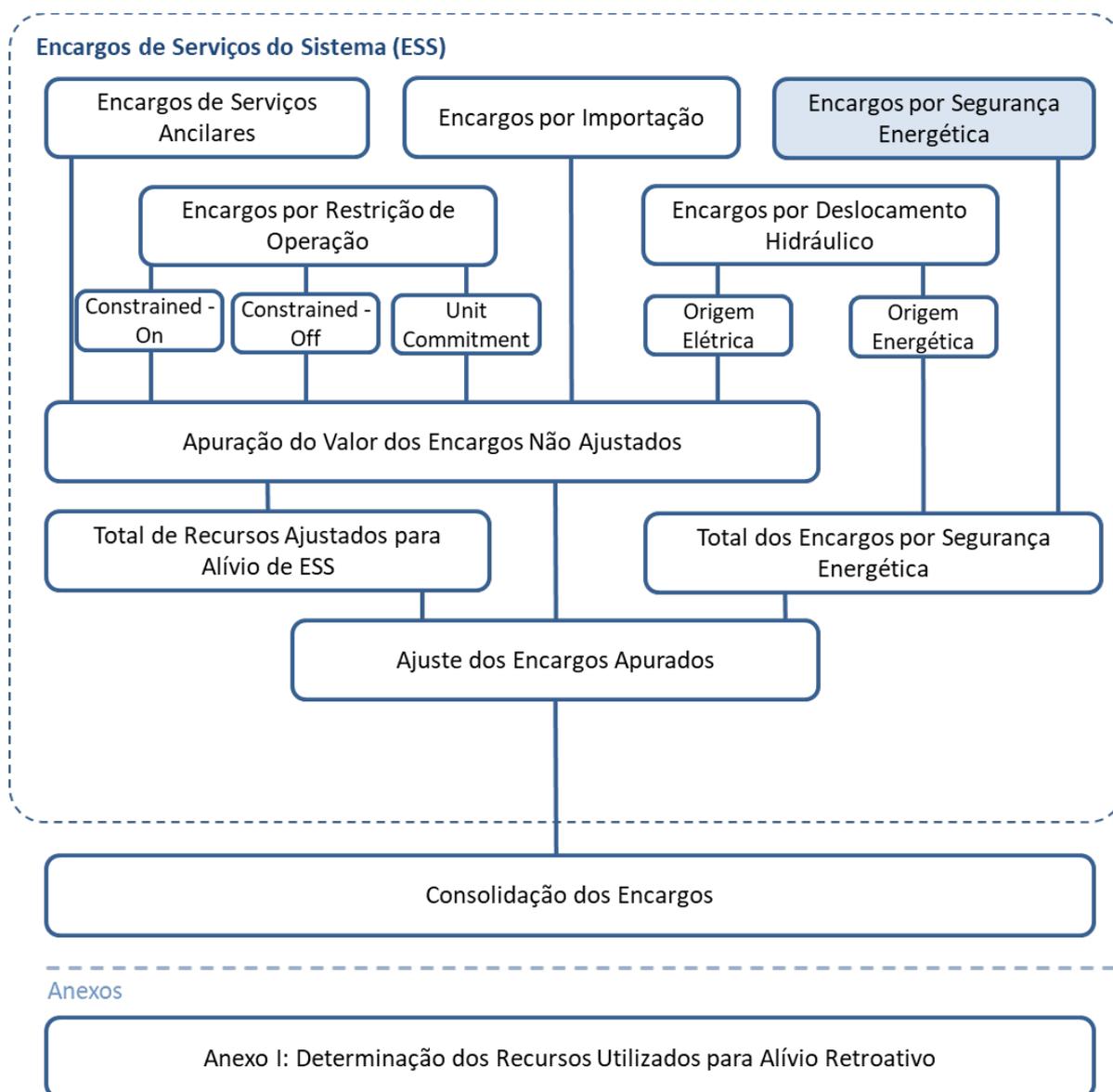


Figura 14 - Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

#### 2.4.1. Detalhamento dos Encargos por Segurança Energética

O processo de apuração dos encargos por segurança energética é composto pelos seguintes comandos e expressões:

16. O ONS deverá informar a CCEE, conforme estabelecido no Acordo Operativo CCEE/ONS, a lista de usinas e os períodos em que foram despachadas por razões de segurança energética.
17. O Encargo por Razão de Segurança Energética a ser pago às usinas, informadas pelo ONS, não hidráulicas com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, no período de comercialização é determinado pela produção de energia despachada por razão de segurança energética a ser efetivamente ressarcida, valorada pela diferença entre o Custo Declarado associado à produção de energia da usina e o Preço de Liquidação das Diferenças ex-ante apurado pela CCEE. O Encargo por Razão de Segurança Energética é expresso por:

$$ENC\_SEG\_ENER_{p,j} = (G\_SE_{p,j}) * \max \left( 0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_SE_{p,j}$  é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

17.1. O Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética é utilizado para determinar a geração de energia passível de ressarcimento por razão de segurança energética e é dado pela seguinte expressão:

$$F\_SEG\_ENER_{p,j} = \min \left( 1; \frac{G\_ONS\_SEG_{p,j}}{G\_VOP_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_VOP_{p,j}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_ONS\_SEG_{p,j}$  é a Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

17.2. A Geração realizada por segurança energética corresponde à geração da usina multiplicada pelo Fator do Encargo por Razão de Segurança Energética:

$$G\_SE_{p,j} = G_{p,j} * F\_SEG\_ENER_{p,j}$$

Onde:

$G\_SE_{p,j}$  é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Fator do Encargo por Razões de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

#### 2.4.2. Dados de Entrada dos Encargos por Segurança Energética

---

$G_{p,j}$

Geração Final da Usina

---

	<table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>MWh</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos ou Zero</td> </tr> </table>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"	Unidade	MWh	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"								
Unidade	MWh								
Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)								
Valores Possíveis	Positivos ou Zero								
<hr/>									
	<p><b>Geração Verificada pelo Operador do Sistema</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>MWh</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>ONS</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos ou Zero</td> </tr> </table>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"	Unidade	MWh	Fornecedor	ONS	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"								
Unidade	MWh								
Fornecedor	ONS								
Valores Possíveis	Positivos ou Zero								
<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>									
<hr/>									
	<p><b>Geração informada pelo Operador do Sistema por Razões de Segurança Energética</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>MWh</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>ONS</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos ou Zero</td> </tr> </table>	Descrição	Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"	Unidade	MWh	Fornecedor	ONS	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Descrição	Geração informada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por Razões de Segurança Energética de uma parcela de usina não hidráulica "p", ajustada por período de comercialização "j"								
Unidade	MWh								
Fornecedor	ONS								
Valores Possíveis	Positivos ou Zero								
<b>G_ONS_SEG<sub>p,j</sub></b>									
<hr/>									
	<p><b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>R\$/MWh</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>ONS</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos ou Zero</td> </tr> </table>	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.	Unidade	R\$/MWh	Fornecedor	ONS	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.								
Unidade	R\$/MWh								
Fornecedor	ONS								
Valores Possíveis	Positivos ou Zero								
<b>INC<sub>p,j</sub></b>									
<hr/>									
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>								

Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e período de comercialização “j”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
Valores Possíveis	Positivos

### 2.4.3. Dados de Saída dos Encargos por Segurança Energética

Encargo por Razão de Segurança Energética		
ENC_SEG_ENER <sub>p,j</sub>	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por produção de energia elétrica associada ao despacho por razão de segurança energética
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Geração por Segurança Energética		
G_SE <sub>p,j</sub>	Descrição	Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.5. Encargos por Deslocamento Hidráulico

### Objetivo:

Identificar os montantes, em reais, devidos às usinas hidráulicas participantes do MRE que tiveram sua geração deslocada em função de despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo e por importação de energia sem garantia física associada, de acordo com a Lei 13.360/2016.

### Contexto:

Os Encargos por Deslocamento Hidráulico são responsáveis pelo ressarcimento dos custos incorridos pelas usinas hidráulicas participantes do MRE em função da redução de sua geração originada pela geração de usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito de custo e por importação de energia. A [Figura 15](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

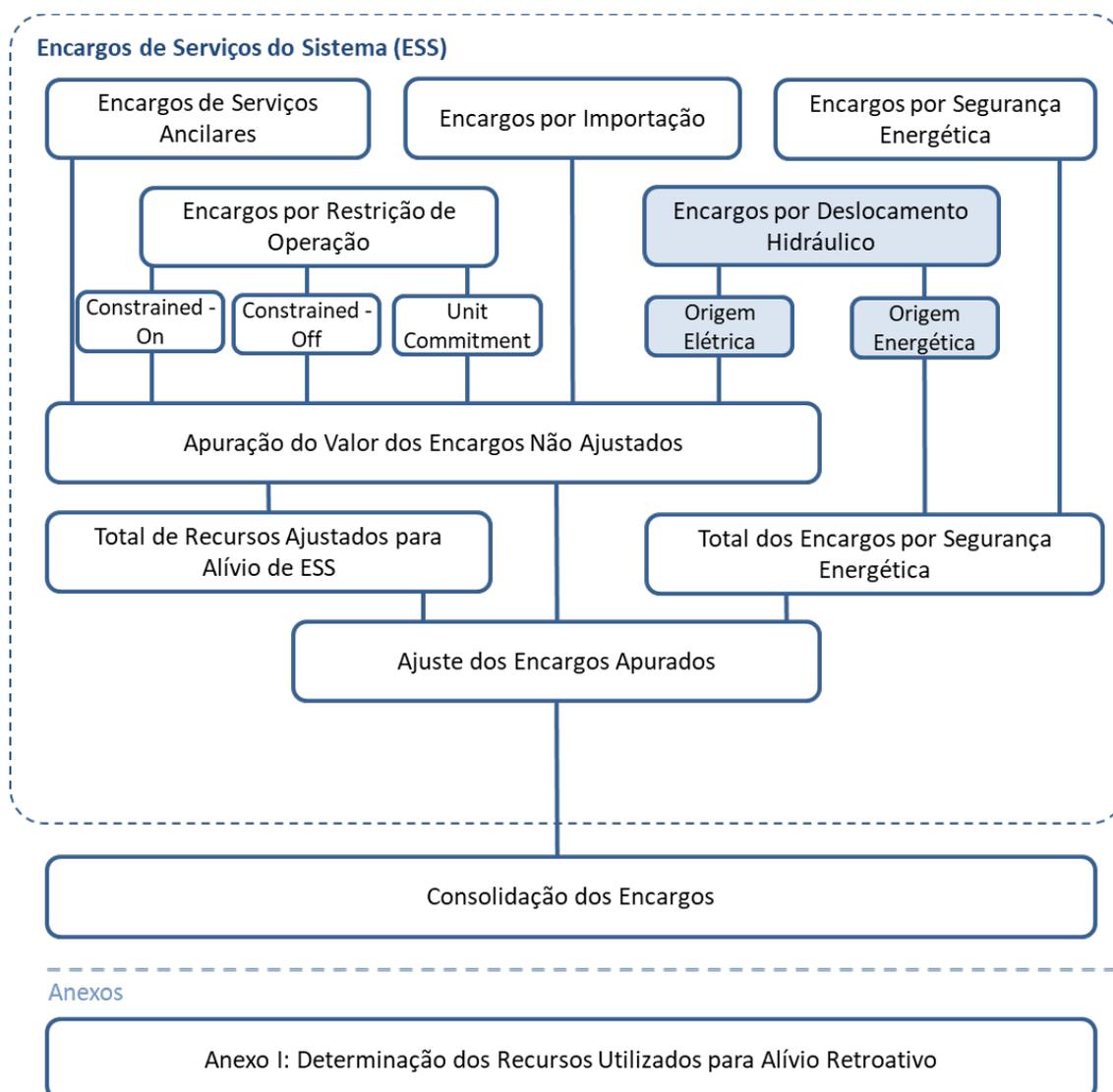


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.5.1. Determinação dos montantes de deslocamento hidráulico das usinas participantes do MRE

O processo de apuração dos montantes de energia vinculados ao deslocamento hidráulico das usinas participantes do MRE é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

18. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar é determinado pela soma da geração por segurança energética e da importação líquida de energia sem garantia física associada, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_PRE_j = \sum_p G\_SE_{p,j} + (IMP_j * XP\_GLF_j)$$

Onde:

DH\_ENER\_PRE<sub>j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

$G_{SE_{p,j}}$  é a Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$IMP_j$  é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada, por período de comercialização “j”

$XP_{GLF_j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização “j”

- 18.1. O montante de Importação Líquida sem Garantia Física Associada é determinado pela soma da importação líquida dos pontos de medição de todas as conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre Brasil e os países vizinho. Este montante é definido a partir da seguinte expressão:

$$IMP_j = \sum_{CONV} IMP_{CONV_{i^*,j}}$$

Onde:

$IMP_j$  é a Importação Líquida sem Garantia Física Associada por período de comercialização “j”

$IMP_{CONV_{i^*,j}}$  é a Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora,  $i^*$ , por período de comercialização “j”

“CONV” refere-se ao conjunto de conversoras que viabilizam o intercâmbio de energia entre o Brasil e países vizinhos

“ $i^*$ ” representa todos os pontos de medição “i” de uma unidade conversora

**Importante:**

A Importação Líquida de Conversora ( $IMP_{CONV}$ ) será apurada através dos valores registrados no SCDE, abatidos dos montantes de importação com garantia física programada por ordem de mérito que causem substituição de usinas do bloco térmico.

19. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Vinculado à Usina Termelétrica é determinado para parcelas de usinas termelétricas despachadas por restrição elétrica, “p”, cuja geração foi indicada pelo ONS como elegível à composição do deslocamento hidráulico de usinas do MRE, a partir da seguinte expressão:

$$DH_{ELE\_PRE\_UTE_{p,j}} = G_{p,j} * F_{DH_{p,j}}$$

Onde:

$DH_{ELE\_PRE\_UTE_{p,j}}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica Vinculado à Usina Termelétrica, da parcela de usina não hidráulica, “p”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F_{DH_{p,j}}$  Fator de Deslocamento Hidráulico da usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 19.1. O Fator de Deslocamento Hidráulico indica qual o percentual de uma geração termelétrica realizada por restrições elétricas que efetivamente contribuiu para o deslocamento hidráulico das usinas do MRE, sendo determinado pela seguinte expressão:

$$F_{DH_{p,j}} = \min \left( 1; \frac{G_{TERM\_DH_{p,j}}}{G_{VOP_{p,j}}} \right)$$

Onde:

$F_{DH_{p,j}}$  é o Fator de Deslocamento Hidráulico da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{VOP_{p,j}}$  é a Geração Verificada pelo Operador do Sistema da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G_{TERM\_DH_{p,j}}$  é a Geração Termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

20. O Total de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar é determinado pela soma dos deslocamentos hidráulicos preliminares associados a parcelas de usinas termelétricas despachadas por restrição elétrica, cuja geração foi indicada pelo ONS como elegível à composição do deslocamento hidráulico de usinas do MRE, a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_DH\_ELE\_PRE_j = \sum_p DH\_ELE\_PRE\_UTE_{p,j}$$

Onde:

$TOT\_DH\_ELE\_PRE_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar, por período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica Vinculado à Usina Termelétrica, da parcela de usina não hidráulica, “p”, por período de comercialização “j”

21. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Energético é determinada a partir da alocação do total de indisponibilidade de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito de forma proporcional ao montante de deslocamento hidráulico de origem energética, em relação ao total de deslocamento hidráulico apurado, a partir da seguinte expressão:

$$IND\_DH\_ENER_j = TOT\_IND_j * \frac{DH\_ENER\_PRE_j}{DH\_ENER\_PRE_j + TOT\_DH\_ELE\_PRE_j}$$

Onde:

$IND\_DH\_ENER_j$  é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização “j”

$TOT\_IND_j$  é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização, “j”

$DH\_ENER\_PRE_j$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

$TOT\_DH\_ELE\_PRE_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar, por período de comercialização “j”

21.1. O Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico é determinada a partir da soma das indisponibilidades, subtraído a Geração Substituta no centro de gravidade, apuradas para as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito econômico, a partir da seguinte expressão:

$$TOT\_IND_j = \max \left( 0; \sum_p IND_{p,j} - \sum_p (GSUB\_ONS_{p,j} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}) \right)$$

Onde:

$TOT\_IND_j$  é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização “j”

$IND_{p,j}$  é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito Econômico, da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo “p”, por período de comercialização “j”

$GSUB\_ONS_{p,j}$  é a Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização “j”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

21.1.1. A Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito do ONS deve ser calculada para usinas não hidráulicas despachadas por ordem de mérito, sendo determinada a partir da diferença entre o despacho efetivo do ONS e a geração efetivamente realizada, a partir da seguinte expressão:

*Se  $DOMP\_ONS_{p,j} = 0$*

$$IND_{p,j} = 0$$

*Caso Contrário*

$$IND_{p,j} = (DOMP\_DECK\_DESSEM_{p,j} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}) - G\_DOMP_{p,j} - QEA\_REST\_OP_{p,j}$$

Onde:

$IND_{p,j}$  é a Indisponibilidade de Usina Termelétrica Despachada por Ordem de Mérito do ONS, da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo, “p”, por período de comercialização, “j”

$DOMP\_DECK\_DESSEM_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_DOMP_j$  é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

Somente haverá valores para  $DOMP\_DECK\_DESSEM$  em períodos em que o CVU é menor CMO do barramento da usina, exceto para usinas a GNL, para as quais será utilizado o despacho realizado pelo DECOMP.

22. A Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico Elétrico é determinada a partir da diferença entre a indisponibilidade total apurada das usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito e o montante de indisponibilidade alocado para o deslocamento hidráulico de origem energética, a partir da seguinte expressão:

$$IND\_DH\_ELE_j = TOT\_IND_j - IND\_DH\_ENER_j$$

Onde:

$IND\_DH\_ELE_j$  é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica, por período de comercialização “j”

$TOT\_IND_j$  é o Total de Indisponibilidade de Usinas Termelétricas Despachadas por Ordem de Mérito Econômico, por período de comercialização, “j”

$IND\_DH\_ENER_j$  é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização “j”

23. A Indisponibilidade do Deslocamento Hidráulico Elétrico associada a uma Usina Termelétrica é determinada a partir da alocação da indisponibilidade elétrica total de forma proporcional ao deslocamento hidráulico elétrico originado por uma determinada usina termelétrica em relação ao total de deslocamento hidráulico de origem elétrica, a partir da seguinte expressão:

$$IND\_DH\_ELE\_UTE_{p,j} = IND\_DH\_ELE_j * \frac{DH\_ELE\_PRE\_UTE_{p,j}}{TOT\_DH\_ELE\_PRE_j}$$

Onde:

$IND\_DH\_ELE\_UTE_{p,j}$  é a Indisponibilidade do Deslocamento Hidráulico associada a uma Usina Termelétrica, da parcela de usina não hidráulica, “p”, por período de comercialização, “j”

$IND\_DH\_ELE_j$  é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Elétrica, por período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica Vinculado à Usina Termelétrica, por período de comercialização “j”

$TOT\_DH\_ELE\_PRE_j$  é o Total de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar, por período de comercialização “j”

24. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico energético preliminar e a indisponibilidade vinculada a essa usina termelétrica, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER_j = \max\left(0; (DH\_ENER\_PRE_j - IND\_DH\_ENER_j)\right)$$

Onde:

$DH\_ENER_j$  é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética, por período de comercialização “j”

$DH\_ENER_j$  é o Deslocamento Hidráulico Energético, por período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE_j$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Energética, por período de comercialização “j”

$IND\_DH\_ENER_j$  é a Indisponibilidade Associada ao Deslocamento Hidráulico de Origem Energética, por período de comercialização “j”

25. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Associado a uma Usina Termelétrica é determinado pela diferença entre o deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina termelétrica e a indisponibilidade vinculada à questão energética, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_UTE_{p,j} = \max\left(0; (DH\_ELE\_PRE\_UTE_{p,j} - IND\_DH\_ELE\_UTE_{p,j})\right)$$

Onde:

$DH\_ELE\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Associado a uma Usina Termelétrica, da parcela de usina não hidráulica, “p”, por período de comercialização, “j”

$DH\_ELE\_PRE\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar de origem Elétrica Vinculado à Usina Termelétrica, por período de comercialização “j”

$IND\_DH\_ELE\_UTE_{p,j}$  é a Indisponibilidade do Deslocamento Hidráulico associada a uma Usina Termelétrica, da parcela de usina não hidráulica, “p”, por período de comercialização, “j”

### 2.5.2. Destinação do Deslocamento Hidráulico às Usinas Hidrelétricas do MRE

O processo de destinação dos montantes de deslocamento hidráulico às usinas hidrelétricas participantes do MRE é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

26. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico energético total de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (*flat*), a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j} = DH\_ENER_j * \frac{GFIS\_2\_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS\_2\_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER_j$  é o Deslocamento Hidráulico de origem Energética, por período de comercialização “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

27. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da alocação do deslocamento hidráulico elétrico total vinculado a uma usina termelétrica de forma proporcional à garantia física modulada e ajustada com sazonalização uniforme (flat), a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,p^*,j} = DH\_ELE\_UTE_{p^*,j} * \frac{GFIS\_2\_RRH_{p,j}}{\sum_p GFIS\_2\_RRH_{p,j}}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_UTE_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Associado a uma Usina Termelétrica, da parcela de usina não hidráulica, “p”, por período de comercialização, “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, no período de comercialização “j”

“ $p^*$ ” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### 2.5.3. Tratamento das usinas hidrelétricas que repactuaram o risco hidrológico no ACR

O processo de tratamento das usinas que optaram pela repactuação do risco hidrológico no ACR é obtido a partir dos seguintes comandos e expressões.

28. Os proprietários das usinas que optaram pela repactuação do risco hidrológico no âmbito do ACR podem ter escolhido repactuar a não totalidade da garantia física dessas usinas. Dessa forma, é necessário segregar os montantes de deslocamento hidráulico associados a essas usinas em duas parcelas: a parcela associada à repactuação do risco hidrológico e a parcela não associada à repactuação, sendo que para os volumes de deslocamento hidráulico associados à repactuação existe um tratamento que depende do produto de repactuação escolhido e do Ajuste MRE (GSF) verificado.

- 28.1. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico Energético Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento

hidráulico energético preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}}\right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

28.2. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico Energético não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico energético preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j} - DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

**Importante:**

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo  $DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  será zero

28.3. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR, o montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,p^*,j} = DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,p^*,j} * \min\left(1; \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}}\right)$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

“ $p^*$ ” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“ $PMRE\_RRH\_ACR$ ” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

28.4. Para todas as usinas participantes do MRE, o montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico não Repactuado, que corresponde ao total de deslocamento hidráulico elétrico preliminar da usina que não está associado ao volume de garantia física comprometido no processo de repactuação, é determinado pela seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,p^*,j} = DH\_ELE\_PRE\_UH_{p,p^*,j} - DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,p^*,j}$$

$$\forall j \in m$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_PRE\_UH<sub>p,p\*,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

**Importante:**

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela não repactuação no ACR, o valor do acrônimo DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> será zero

29. Para as usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR é necessário ajustar os valores dos montantes de deslocamento hidrológico repactuados em função do produto de repactuação escolhido e pelo valor do Ajuste MRE (GSF) apurado.
30. Para o produto P, no qual o proprietário de uma usina optou por não repassar eventual energia secundária à Conta Bandeiras, quando o Ajuste MRE for superior a um, situação que denota a presença de energia secundária, as usinas terão direito integral aos montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados. Em situações com Ajuste MRE inferior a um, os montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados que as usinas terão direito irão variar em função do valor do fator “f”, vinculado ao produto de repactuação escolhido, e do valor apurado do Ajuste\_MRE. Dessa forma, os montantes de Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado e de Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de parcelas de usinas, “p”, que optaram por repactuar o risco hidrológico em um produto classe “P”, para cada período de comercialização “j”, são determinados pelas seguintes expressões:

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “P” e o AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub>>1*

$$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$$

$$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p*,j} = DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,p*,j}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_P$$

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “P” e o AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub>≤1*

$$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right)$$

$$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p*,j} = DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,p*,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right)$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_P$$

Onde:

$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$F_{p,j}$  é o Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$AJUSTE\_MRE\_RRH_j$  é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização “j”

“ $p^*$ ” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“ $PMRE\_RRH\_ACR\_P$ ” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR na classe de produto P

31. Para os produtos SPR e SP, como o proprietário da usina optou em repassar eventual energia secundária à Conta Bandeiras, sempre que o Ajuste MRE for superior a um, o que denota uma situação de presença de energia secundária, os valores de deslocamentos hidráulicos repactuados serão zerados. Em situações com Ajuste MRE inferior a um, os montantes de deslocamentos hidráulicos repactuados que as usinas terão direito irão variar em função do valor do fator “f”, vinculado ao produto de repactuação escolhido, e do valor apurado do Ajuste\_MRE.
32. Dessa forma, os montantes de Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado e de Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de parcelas de usinas, “p”, que optaram por repactuar o risco hidrológico em produtos das classes SPR ou SP, para cada período de comercialização “j”, são determinados pelas seguintes expressões:

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “SP” ou produto “SPR” e o  $AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$*

$$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} = 0$$

$$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p^*,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_SP\_SPR$$

*Para parcela da usina hidráulica que repactuou o risco hidrológico do ACR em um produto da classe “SP” ou produto “SPR” e o  $AJUSTE\_MRE\_RRH_j \leq 1$*

$$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min \left( 1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j} \right)$$

$$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p^*,j} = DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH_{p,j} * \min\left(1; \frac{F_{p,j}}{1 - AJUSTE\_MRE\_RRH_j}\right)$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR\_SP\_SPR$$

Onde:

DH\_ENER\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH\_ENER\_PRE\_REP\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_REP\_UH<sub>p,p\*,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_PRE\_REP\_UH<sub>p,p\*,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Preliminar Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

F<sub>p,j</sub> é o Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR\_P” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR na classe de produto SP ou produto SPR

**Importante:**

Para as parcelas de usinas cujos proprietários optaram pela repactuação em produto da classe SPR, o Fator de Risco Hidrológico assumido pela usina (F<sub>p,j</sub>) é sempre zero.

#### 2.5.4. Determinação do montante final de deslocamento hidráulico de usinas hidrelétricas participantes do MRE

O processo de determinação dos montantes de deslocamento hidráulico consolidados das usinas hidrelétricas participantes do MRE é determinado a partir dos seguintes comandos e expressões.

33. O montante de Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, “p”, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ENER\_UH_{p,j} = DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j} + DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ENER\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_REP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Energético Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DH\_ENER\_NREP\_UH_{p,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Preliminar Energético não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

34. O montante de Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir da soma dos montantes de deslocamento repactuado e não repactuado, para cada parcela de usina hidráulica, “p”, a partir da seguinte expressão:

$$DH\_ELE\_UH_{p,p^*,j} = DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p^*,j} + DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,p^*,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$DH\_ELE\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_REP\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

$DH\_ELE\_NREP\_UH_{p,p^*,j}$  é o Deslocamento Hidráulico Elétrico não Repactuado de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina hidráulica, “p”, originado por uma usina não hidráulica,  $p^*$ , no período de comercialização “j”

“ $p^*$ ” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### 2.5.5. Determinação dos Encargos por Deslocamento Hidráulico

O processo de determinação dos montantes de encargos oriundos do deslocamento hidráulico é determinado a partir dos seguintes comandos e expressões.

35. O montante de Encargo por Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento energético da usina hidrelétrica e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o  $PLD\_X$ , preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica, “p”, para cada período de comercialização “j”, a partir das seguintes expressões:

*Para a parcela da usina de Itaipu e para parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE e que façam parte do regime de Cotas de Garantia Física:*

$$ENC\_DH\_ENER_{p,j} = 0$$

*Para as demais parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE:*

$$ENC\_DH\_ENER_{p,j} = \max\left(0; DH\_ENER\_UH_{p,j} * (PLD_{s,j} - PLD\_X_f)\right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

ENC\_DH\_ENER<sub>p,j</sub> é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DH\_ENER\_UH<sub>p,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s” e período de contabilização “j” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”

PLD\_X<sub>f</sub> é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

36. O Custo do Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica é determinado a partir do produto entre o montante de deslocamento elétrico da usina hidrelétrica, originado por uma usina termelétrica, e a diferença entre o PLD do submercado da usina hidrelétrica e o PLD\_X, preço associado ao custo de oportunidade da geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios em virtude do deslocamento hidráulico, para cada parcela de usina hidráulica, “p”, por período de comercialização “j”, a partir das seguintes expressões:

*Para a parcela da usina de Itaipu e para parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE e que façam parte do regime de Cotas de Garantia Física:*

$$CUSTO\_DH\_ELE_{p,p^*,j} = 0$$

*Para as demais parcelas de usinas hidráulicas participantes do MRE:*

$$CUSTO\_DH\_ELE_{p,p^*,j} = \max\left(0; DH\_ELE\_UH_{p,p^*,j} * (PLD_{s,j} - PLD\_X_j)\right)$$

$$\forall p \in PMRE$$

$$p \in s$$

Onde:

CUSTO\_DH\_ELE<sub>p,p\*,j</sub> é o Custo do Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

DH\_ELE\_UH<sub>p,p\*,j</sub> é o Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação de Diferenças do submercado “s” e período de contabilização “j” em que está localizada a parcela de usina hidráulica “p”

PLD<sub>X<sub>f</sub></sub> é o preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, no ano de apuração “f”

“p” é a usina hidráulica para a qual é determinado o custo do deslocamento hidráulico

“p\*” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

37. O Encargo de Deslocamento Hidráulico Elétrico Originado por uma Usina Termelétrica é determinado a partir da soma de todos os custos de deslocamentos elétricos originados por uma usina não hidráulica para cada parcela de usina hidráulica, “p”, a partir da seguinte expressão:

$$ENC\_DH\_ELE_{p^*,j} = \sum_p CUSTO\_DH\_ELE_{p,p^*,j}$$

Onde:

ENC<sub>DH\_ELE<sub>p\*,j</sub></sub> é o Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

CUSTO<sub>DH\_ELE<sub>p,p\*,j</sub></sub> é o Custo do Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

“p” é a usina hidráulica para a qual é determinado o custo do deslocamento hidráulico

“p\*” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

38. O Valor do Ressarcimento de Deslocamento Hidráulico Elétrico de uma usina hidráulica é determinado a partir da soma de todos os custos de deslocamentos elétricos originados por usinas não hidráulicas para cada parcela de usina hidráulica, “p”, para cada período de comercialização “j”, a partir da seguinte expressão:

$$VR\_DH\_ELE_{p,j} = \sum_{p^*} CUSTO\_DH\_ELE_{p,p^*,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

VR<sub>DH\_ELE<sub>p,j</sub></sub> é o Valor de Ressarcimento de Deslocamento Elétrico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

CUSTO<sub>DH\_ELE<sub>p,p\*,j</sub></sub> é o Custo do Deslocamento Elétrico de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, originado por uma usina não hidráulica, p\*, no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina hidráulica para a qual é determinado o valor do ressarcimento do deslocamento hidráulico

“p\*” é a parcela de usina não hidráulica que deu origem ao deslocamento hidráulico elétrico

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

## 2.5.6. Dados de Entrada de Encargos por Deslocamento Hidráulico

<b>Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>AJUSTE_MRE_RRH<sub>j</sub></b>	Descrição	Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Calculado por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Despacho por Ordem de Mérito Enviado pelo ONS</b>		
<b>DOMP_ONS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS para cada parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Despacho por Ordem de Mérito Efetivo do Deck do ONS</b>		
<b>DOMP_DECK_DESS EM<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito baseado no Deck do ONS por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Risco Hidrológico</b>		
<b>F<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Risco hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_INT<sub>i,j</sub></b>	<b>Fator de Intercâmbio</b>	

Descrição	Fator Intercâmbio vinculado ao ponto de medição “i”, que indica se no período de comercialização “j” está ocorrendo importação ou exportação de energia
Unidade	n.a.
Fornecedor	ONS
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Abatimento das Perdas Internas

<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo de Perdas Internas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Final na Ordem de Mérito

<b>G_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinasl (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Substituta Efetiva

<b>GSUB_ONS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Substituta para fins de Compensação da Indisponibilidade da parcela de usina não hidráulica despachada por mérito de custo por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>G_CONST_ON<sub>p,j</sub></b>	<b>Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On</b>
---------------------------------	--

	Descrição	Geração para atendimento a uma Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração por Segurança Energética**

<b>G_SE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração por Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração Verificada pelo Operador do Sistema**

<b>G_VOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Verificada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de uma parcela de usina não hidráulica “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração Termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico**

<b>G_TERM_DH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração termelétrica Associada ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada**

<b>GFIS_2_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR

	(Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico)	
	Valores Possíveis Positivos ou Zero	
<b>Importação Líquida de Conversora</b>		
<b>IMP_CONV<sub>i*,j</sub></b>	Descrição	Importação Líquida de Conversora, de todos os pontos de medição da conversora, $i^*$ , por período de comercialização " $j$ "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS e CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>MONT_CVR<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina " $p$ ", no mês de apuração " $m$ "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Valor de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado " $s$ " e Período de Contabilização " $j$ "
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Deslocamento Hidráulico</b>		
<b>PLD_X<sub>j</sub></b>	Descrição	Preço associado ao custo de oportunidade de geração em razão do armazenamento incremental nos reservatórios das usinas hidrelétricas decorrente do deslocamento de geração hidrelétrica, por período de comercialização " $j$ "
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças (Detalhamento do Cálculo do PLD_X)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração</b>		
<b>QM_GF_RRH<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Valor de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participa do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Despacho Associado ao Deslocamento Hidráulico</b>		
<b>XA_DH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Despacho Associado ao Deslocamento Hidráulico da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração</b>		
<b>XP_GLF<sub>j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5.7. Dados de Saída de Encargos por Deslocamento Hidráulico

<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico Elétrico Originado por uma Usina Termelétrica</b>		
<b>ENC_DH_ELE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina não hidráulica, p, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica</b>		
<b>ENC_DH_ENER<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor do Ressarcimento de Deslocamento Hidráulico Elétrico</b>		
<b>VR_DH_ELE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Valor de Ressarcimento de Deslocamento Elétrico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6. Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

#### Objetivo:

Identificar os valores preliminares em reais por MWh para pagamento dos encargos de serviços do sistema às usinas que recebem esses montantes.

#### Contexto:

A apuração do valor dos encargos a ser aplicado aos agentes leva em conta o total de encargos de serviços do sistema, exceto os Encargos por Segurança Energética, e o total de consumo em que incidem esses custos. Esse valor ainda deve sofrer alívio conforme verificado na etapa Ajuste dos Encargos Apurados. A [Figura 16](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

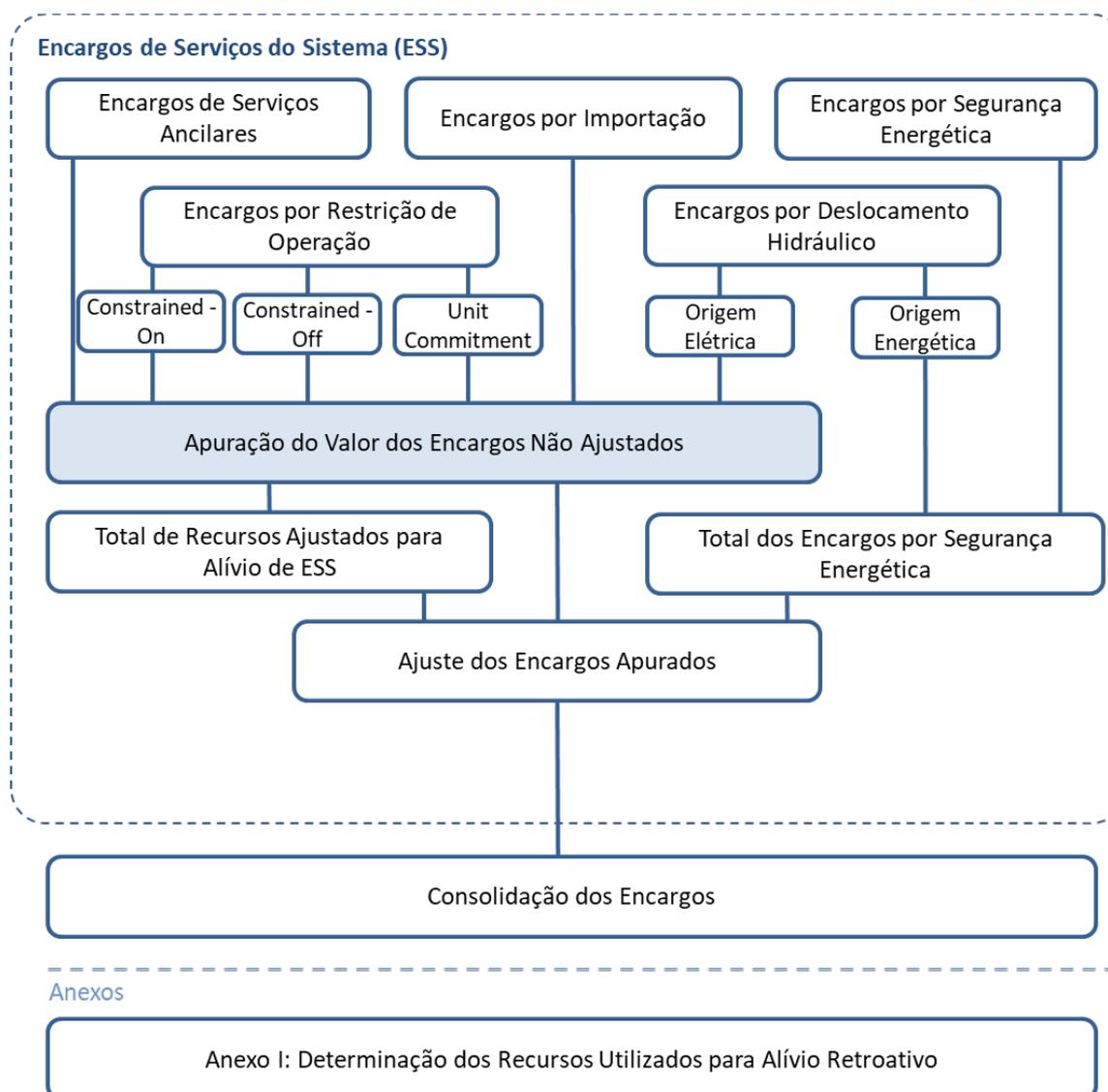


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.6.1. Detalhamento da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

O processo de apuração do valor dos encargos não ajustados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

39. Os Encargos de Serviços do Sistema devem ser rateados entre o consumo total atendido pelo SIN. A determinação do Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema depende do perfil do agente na CCEE:
  - 39.1. Se o agente pertencer à categoria de distribuição, o Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema refere-se ao Consumo Total determinado no Módulo de Regras “Medição Contábil”, expresso por:

$$TRC\_ESS_{a,s,j} = TRC_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

39.2. Caso contrário, o Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema refere-se ao Consumo Atendido pelo SIN considerando uma eventual parcela cativa de consumo. O Consumo Atendido pelo SIN verifica a geração de propriedade do agente, deduzindo essa parcela de geração de seu(s) ponto(s) de consumo. O Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema é expresso, nessa condição, por:

$$TRC\_ESS_{a,s,j} = \max \left( 0; \left( \sum_{\substack{c \in S \\ c \in a}} RC\_SIN_{c,j} \right) - TRC\_CAT\_CL_{a,s,j} + TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j} \right)$$

Onde:

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$RC\_SIN_{c,j}$  é o Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$TRC\_CAT\_CL_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo do perfil de agente “a”, Consumidor Livre, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_CAT\_D\_G_{a,s,j}$  é o Total de Consumo Cativo Associado ao Distribuidor/Gerador do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

39.2.1. O Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional deve considerar a parcela de geração de propriedade do agente, expresso por:

$$RC\_SIN_{c,j} = \max \left( 0; RC_{c,j} - \sum_p \left( (G_{p,j} + GFT_{p,j} + FLUXO\_MRE_{p,j}) * PG\_ALOC_{p,c,j} \right) \right)$$

Onde:

$RC\_SIN_{c,j}$  é o Consumo Atendido pelo Sistema Interligado Nacional da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PG\_ALOC_{p,c,j}$  é o Percentual de Geração Alocada da parcela de usina “p”, para a parcela de carga “c”, localizada no mesmo sítio, por período de comercialização “j”

- 39.2.1.1.  $pO$  Percentual de Geração Alocada da usina para atendimento à carga estabelece a proporção de alocação de geração que cada parcela de carga possui, com base no percentual de direito de alocação do agente, conforme expressão abaixo:

$$PG\_ALOC_{p,c,j} = PGDA_{\alpha,p} * \frac{RC\_AL_{c,j}}{\sum_{c \in CP\_ALFA\_AGP} RC\_AL_{c,j}}$$

Onde:

$PG\_ALOC_{p,c,j}$  é o Percentual de Geração Alocada da parcela de usina “p”, para a parcela de carga “c”, localizada no mesmo sítio, por período de comercialização “j”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente, da parcela de usina “p”, atribuído ao agente “ $\alpha$ ”

$RC\_AL_{c,j}$  é o Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

“ $CP\_ALFA\_AGP$ ” é o conjunto de parcelas de cargas “c”, modeladas nos perfis pertencentes ao agente “alfa”, que possuem o direito de alocação da geração da parcela de usina “p”

40. O ONS deverá informar à CCEE, conforme estabelecido no Acordo Operativo CCEE/ONS, para cada restrição de operação ocorrida, a lista de usinas impactadas e o tipo de restrição considerando a forma de rateio que deve ser aplicada para os consumidores.
41. Os Seguintes agrupamentos de submercados são utilizados tanto para o cálculo do Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação (incluindo as restrições por unit commitment) quanto para o cálculo do Valor do Encargos de Outros Seviços Ancilares:

Tabela 1 - Subsistemas

<b>Agrupamentos (SUB_SS)</b>
SE
S
NE
N
S-SE
N-NE
SE-NE
SE-N
S-SE-NE
S-SE-N
SE-NE-N
SIN

- 41.1. O Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados em cada submercado “s” por período de comercialização “j”, em R\$/MWh, é expresso por:

$$VE\_RO\_SUBSIS_{s,j} = \sum_{SUB\_SS \supset s} \left( \frac{\sum_{p \in RO\_SS} (ENC\_REST\_UNIT_{p,j} + ENC\_CONST\_ON_{p,j} + ENC\_CONST\_OFF_{p,j} + ENC\_DH\_ELE_{p,j})}{\sum_{a \in SUB\_SS} TRC\_ESS_{a,s,j}} \right)$$

Onde:

$VE\_RO\_SUBSIS_{s,j}$  é o Valor dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados devido à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CONST\_ON_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_REST\_UNIT_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_DH\_ELE_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina não hidráulica, p, no período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“RO\_SS” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, sujeitas a uma restrição de operação do tipo multi-submercados cujo custo deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB\_SS” no período de comercialização “j”

“SUB\_SS” é o conjunto submercados “s” compreendidos no agrupamento em que ocorreu a restrição de operação

### Importante:

O conjunto “SUB\_SS” considerado na expressão deverá ser o mesmo atribuído a parcela de usina “p” pelo ONS.

42. O Valor do Encargo de Compensação Síncrona relaciona a soma dos encargos de compensação síncrona apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_CS_{s,j} = \frac{\sum_{p \in s} ENC\_CS_{p,j}}{\sum_{a \in s} TRC\_ESS_{a,s,j}}$$

Onde:

$VE\_CS_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Compensação Síncrona, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CS_{p,j}$  é o Encargo de Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

43. O Valor do Encargo de Importação relaciona a soma dos encargos de importação apurados, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_IMP_{s,j} = \frac{\sum_p (ENC\_IMP_{p*,j})}{\sum_a \sum_s (TRC\_ESS_{a,s,j})}$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE\_IMP_{s,j}$  é o Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_IMP_{p*,j}$  é o Encargo de Importação de energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

44. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares consolida o valor dos encargos de serviços ancilares apurados para a cobertura do custo de usinas que prestaram tais serviços, acrescido do valor dos encargos de serviços ancilares para cobertura do custo de distribuidoras e consumidores responsáveis pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção. O valor final é apurado de acordo com o submercado dos agentes que devem ser responsáveis pela cobertura desses custos, resultando em um valor em R\$/MWh a ser pago por esses agentes e expresso por:

$$VE\_OSA_{s,j} = VE\_OSA\_USI_{s,j} + VE\_OSA\_DCON_{s,j}$$

Onde:

$VE\_OSA_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_OSA\_USI_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_OSA\_DCON_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 44.1. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas relaciona os encargos de serviços ancilares devido às usinas que prestaram os serviços, com o consumo dos agentes que são responsáveis pela cobertura desses custos, conforme segue:

$$VE\_OSA\_USI_{s,j} = \sum_{SUB\_SS \supset s} \left( \frac{\sum_{p \in PSA\_SS} ENC\_OSA_{p,m}}{\sum_{s \in SUB\_SS} \sum_{j \in m} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE\_OSA\_USI_{s,m}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Usinas, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“PSA\_SS” é o conjunto de usinas “p” cujo custo por outros serviços ancilares deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB\_SS”

“SUB\_SS” é agrupamento de submercados “s” utilizado para determinar o rateio de custos entre consumidores

44.2. O Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores relaciona os encargos de serviços ancilares referentes à implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção, com o consumo dos agentes responsáveis pela cobertura desses custos, conforme segue:

$$VE\_OSA\_DCON_{s,j} = \sum_{SUB\_SS \supset s} \left( \frac{\sum_{a \in DCSPA\_SS} RSEP\_D_{a,m}}{\sum_{s \in SUB\_SS} \sum_{j \in m} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}} \right)$$

$$\forall j \in m$$

Onde:

$VE\_OSA\_DCON_{s,m}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares para Distribuidoras e Consumidores, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$RSEP\_D_{a,m}$  é o Ressarcimento ao Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP) ou por Reposição dos Sistemas Existentes do perfil de agente “a”, no mês de Apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

“DCSPA\_SS” é o conjunto de agentes distribuidores ou consumidores cujo custo por outros serviços ancilares deve ser rateado pelo consumo do subsistema “SUB\_SS”

“SUB\_SS” é agrupamento de submercados “s” utilizado para determinar o rateio de custos entre consumidores

### Importante:

Para cada usina ou agente que prestou serviços ancilares, o valor do conjunto “SUB\_SS” considerado para determinar o rateio dos pagadores que devem cobrir o seu custo, é informado pela Aneel. Quando esse dado não for informado, será considerado o SIN como agrupamento de submercados.

45. O Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS relaciona o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, pelo Consumo de Referência para Pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh preliminar a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_SALDO_{s,j} = \frac{PAG\_SALDO\_ESS_m}{\sum_{s \in SIN} \sum_{j \in m} \sum_a TRC\_ESS_{a,s,j}}$$

Onde:

$VE\_SALDO_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$PAG\_SALDO\_ESS_m$  é o Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

46. O Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados é um valor em R\$/MWh, que consolida os valores apurados em apenas uma informação por submercado e período de comercialização, rateados conforme consumo de referência para fins de ESS, conforme expressão abaixo:

$$VE\_ESS_{s,j} = VE\_OSA_{s,j} + VE\_CS_{s,j} + VE\_RO\_SUBSIS_{s,j} + VE\_SALDO_{s,j} + VE\_IMP_{s,j}$$

Onde:

$VE\_ESS_{s,j}$  é o Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_OSA_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Outros Serviços Ancilares, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_CS_{s,j}$  é o Preço do Encargo de Compensação Síncrona, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_RO\_SUBSIS_{s,j}$  é o Preço dos Encargos de Serviços de Restrição de Operação de multi-submercados, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_SALDO_{s,j}$  é o Valor do Encargo de Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE\_IMP_{s,j}$  é o Valor dos Encargos de Importações no submercado “s”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

O Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados submercados (VE\_ESS) não consta o encargo referente a reserva de potência operativa, visto o tratamento distinto para fins de rateio.

47. O Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa determina o valor a ser pago para cada MWh consumido pelo

agente consumidor, considerando o rateio de todos os valores a serem recebidos pelas usinas que prestam tal serviço pelo consumo mensal líquido do SIN, entre todos os sbumercados:

$$VE\_RESPOP_m = \frac{\sum_p \sum_{j \in m} ENC\_RESPOP_{p,j}}{\sum_a TRC\_SEG\_ENER_{a,m}}$$

Onde:

VE\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

ENC\_RESPOP<sub>p,j</sub> é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

TRC\_SEG\_ENER<sub>a,m</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

## 2.6.2. Dados de Entrada da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-On</b>		
<b>ENC_CONST_ON<sub>p</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>		
<b>ENC_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Compensação Síncrona</b>		
<b>ENC_CS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo de Deslocamento Hidráulico</b>		
<b>ENC_DH_ELE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Deslocamento Elétrico originado por uma usina não hidráulica, p, no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Importação do intercâmbio de energia</b>		
<b>ENC_IMP<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Importação de energia da parcela de usina "p*", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>		
<b>ENC_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Outros Serviços Ancilares</b>		
<b>ENC_OSA<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina "p", no mês de apuração "m", por outros serviços ancilares autorizados pela ANEEL tais como custos de O&M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment</b>		
<b>ENC_REST_UNIT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Cálculo dos Ajustes Totais do MRE</b>		
<b>FLUXO_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS</b>		
<b>PAG_SALDO_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Pagamento da Utilização do Saldo de Alívio de ESS no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Anexo II – Cálculo e Utilização do Saldo de Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Geração Alocada da Usina para o Agente</b>		
<b>PGDA<sub><math>\alpha,p</math></sub></b>	Descrição	Percentual de geração alocada da parcela de usina “p”, atribuído ao agente, “ $\alpha$ ”, independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo, sendo esse percentual utilizado para definição da participação do perfil de agente “a” no rateio dos custos de geração associados ao despacho por razão de segurança energética.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Reconciliado da Carga</b>		
<b>RC<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção do SEP</b>		
<b>RSEP_D<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro que o agente distribuidor ou consumidor deverá ser ressarcido referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva</b>		
<b>TRC_SEG_ENER<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do Agente</b>		
TRC <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Consumo Cativo do Consumidor Livre</b>		
TRC_CAT_CL <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo cativo atribuído ao consumidor livre, “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6.3. Dados de Saída da Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados

<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema</b>		
TRC_ESS <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por agente, “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j” baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado</b>		
VE_ESS <sub>s,j</sub>	Descrição	Valor preliminar a ser pago, por período de comercialização “j”, no submercado “s”, para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>	
VE_RESPOP <sub>m</sub>	Descrição	Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.7. Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

### Objetivo:

Calcular o montante financeiro de recursos disponível para alívio de encargos de serviços do sistema.

### Contexto:

Esta etapa consolida o total de recursos financeiros disponíveis para alívio de encargos de serviços do sistema. Esses recursos são utilizados para ajuste dos valores dos encargos calculados na etapa anterior, reduzindo o montante de encargos a serem rateados pelos consumidores de energia do SIN. A [Figura 17](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

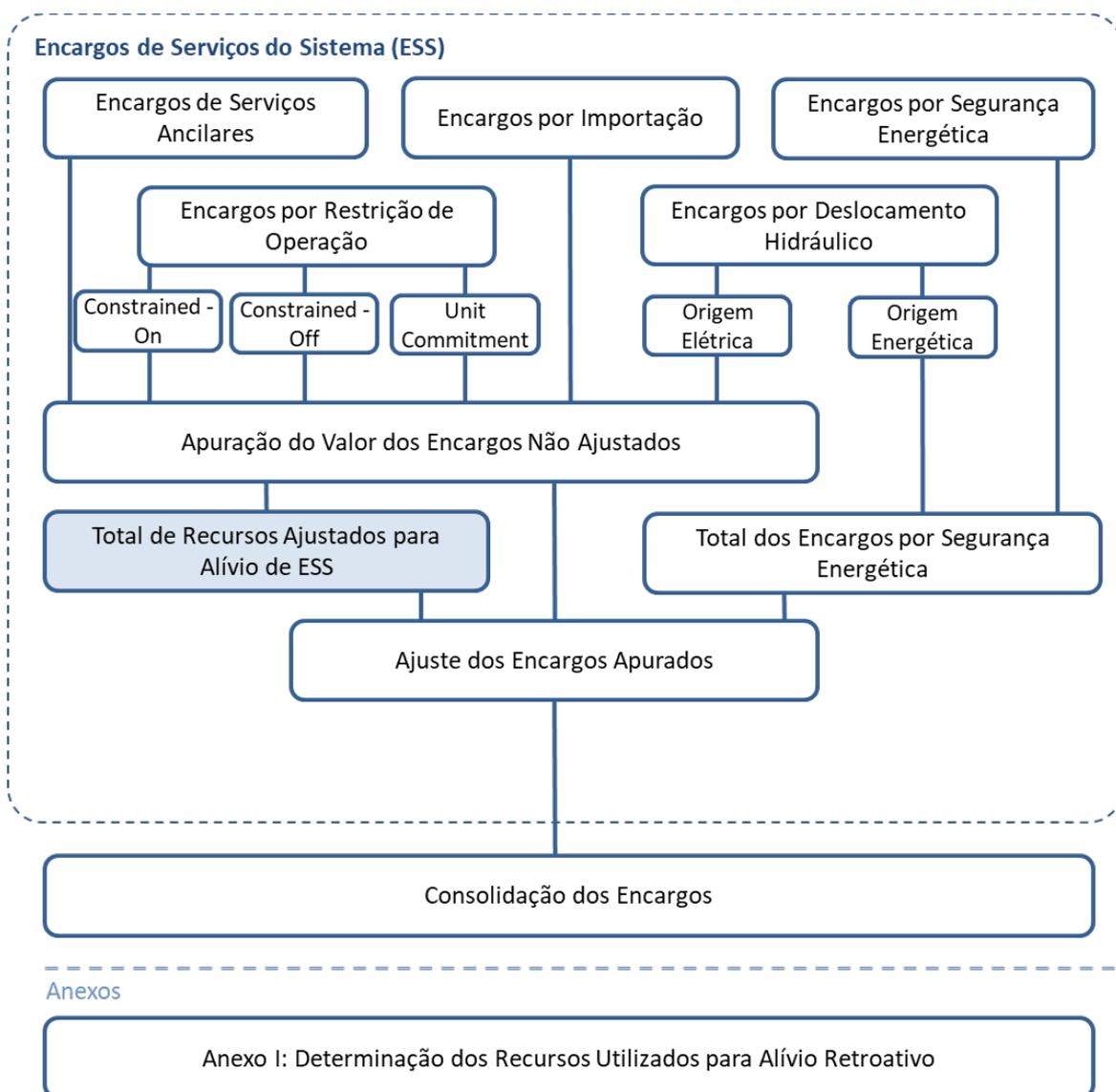


Figura 17: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.7.1. Detalhamento do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

O processo de cálculo do total de recursos ajustados para alívio de encargos de serviços do sistema é composto pelos seguintes comandos e expressões:

48. Serão utilizados para o alívio dos Encargos de Serviços do Sistema os seguintes recursos:
  - Penalidade de Medição;
  - Multa por Falta de Combustível;
  - Multa pelo não aporte de Garantias Financeiras;
  - Multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo;
  - Saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente; e

- Sobra de receitas advindas do mês anterior, a qual também considera eventual saldo remanescente da Conta de Energia de Reserva (CONER) após o término de suprimento dos Contratos de Energia de Reserva (CER) (Para maiores informações sobre Energia de Reserva consulte o módulo específico).

49. O Total de Penalidades para Abatimento dos ESS é composto pela soma dos montantes financeiros efetivamente pagos pelos agentes a título de (i) penalidades pela não geração de energia por falta de combustível, (ii) penalidades associadas à coleta de dados de medição, (iii) penalidades por inobservância do aporte de garantias financeiras, nos termos dos Procedimentos de Comercialização vigentes, e (iv) multa por inadimplência na liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo. O Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS é expresso por:

$$TDP\_ESS_{a,m} = \sum_{k \in AKP} (MFEP\_PMED_{a,m,k} + MFEP\_FC_{a,m,k} + MFEP\_MGFIN_{a,m,k} + MFEP\_INAD_{a,m,k})$$

Onde:

$TDP\_ESS_{a,m}$  é o Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$MFEP\_PMED_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à Penalidade de Medição do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEP\_FC_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago pela Energia não Gerada por Falta de Combustível do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à penalidade apurada no mês "k"

$MFEP\_MGFIN_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago pelo Não Aporte das Garantias Financeiras do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente à inobservância do aporte de garantias financeiras apurada no mês "k"

$MFEP\_INAD_{a,m,k}$  é o Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à multa por inadimplência no MCP do perfil de agente "a", no mês de apuração "m", relativa à inadimplência no mês "k"

"AKP" é o conjunto de penalidades de cada perfil de agente "a", a serem aplicadas no mês de apuração "m", referentes às penalidades apuradas nos meses "k"

50. O Total das Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS consolida o Total de Penalidades para Abatimento dos ESS, por mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$TPAP\_ESS_m = \sum_a (TDP\_ESS_{a,m})$$

Onde:

$TPAP\_ESS_m$  é o Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração "m"

$TDP\_ESS_{a,m}$  é o Total de Demais Penalidades para Abatimento do ESS, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

51. O Recebimento por razão de Importação do intercâmbio de energia corresponde à somatória dos valores referente aos custos por importação, e o excedente financeiro de importação, tais valores são revertidos em benefício da conta de Encargos de Serviços de Sistemas - ESS, expresso por:

$$REC\_IMP_m = \sum_a (V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m} + EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m})$$

Onde:

REC\_IMP<sub>m</sub> é o Recebimento por razão de Importação de energia no mês de apuração "m"

V\_CUSTO\_IMP\_M<sub>a,m</sub> é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

EXCD\_FIN\_IMP\_M<sub>a,m</sub> é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

- 51.1. O valor referente aos custos por razão de importação, identifica os montantes financeiros a serem pagos pelo agente no mês vigente em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m} = \sum_{p^* \in a} \sum_{j \in m} (V\_CUSTO\_IMP\_TOT_{p^*,j})$$

Onde:

V\_CUSTO\_IMP\_M<sub>a,m</sub> é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

V\_CUSTO\_IMP\_TOT<sub>p\*,j</sub> é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética Total da parcela de usina substituta "p\*", por período de comercialização "j"

"p\*" é a parcela de usina para Importação

- 51.1.1. O valor referente aos custos por razão de importação total, identifica os montantes totais financeiros a serem pagos pelos agentes em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V\_CUSTO\_IMP\_TOT_{p^*,j} = V\_CUSTO\_IMP\_A_{p^*,j} + V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p^*,j}$$

Onde:

V\_CUSTO\_IMP\_TOT<sub>p\*,j</sub> é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética Total da parcela de usina substituta "p\*", por período de comercialização "j"

V\_CUSTO\_IMP\_A<sub>p\*,j</sub> é a Valoração Total das Diferenças de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina "p\*", por período de comercialização "j"

$V\_CUSTO\_IMP\_SS_{p^*,j}$  é a Valoração do Custo de Energia de Importação definida pelo ONS Sem Substituição por decisão do CMSE da parcela de usina “ $p^*$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

“ $p^*$ ” é a parcela de usina para Importação

- 51.1.1.1. O valor referente aos custos por razão de importação, identifica os montantes financeiros a serem pagos pelos agentes em função da importação de energia elétrica, no mês de apuração, expresso por:

$$V\_CUSTO\_IMP\_A_{p^*,j} = \sum_{P \in PSUB} V\_CUSTO\_IMP_{p,p^*,j}$$

Onde:

$V\_CUSTO\_IMP\_A_{a,m}$  é a Valoração Total das Diferenças de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$V\_CUSTO\_IMP_{p,p^*,j}$  é a Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída “ $p$ ”, da parcela de usina “ $p^*$ ” por período de comercialização “ $j$ ”

$PSUB$  são as usinas que foram substituídas para realização da importação

“ $p^*$ ” é a parcela de usina para Importação

52. O Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS considera os recursos remanescentes oriundos do tratamento das exposições em função das eventuais diferenças de preços entre os submercados, os montantes residuais de meses anteriores, além das penalidades utilizadas para alívio de ESS. Esse montante mensal é utilizado para determinar o ajuste nos valores apurados na etapa anterior e é expresso por:

$$TRDA\_ESS_m = TRU\_ESS_m + TPAP\_ESS_m + \max(0; SF\_MA_m - ADDC\_SF\_MA_m) + REC\_IMP_m$$

Onde:

$TRDA\_ESS_m$  é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “ $m$ ”

$TRU\_ESS_m$  é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração “ $m$ ”

$TPAP\_ESS_m$  é o Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração “ $m$ ”

$SF\_MA_m$  é a Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração “ $m$ ”

$ADDC\_SF\_MA_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração “ $m$ ”

$REC\_IMP_m$  é o Recebimento por razão de Importação de energia no mês de apuração “ $m$ ”

## Representação Gráfica

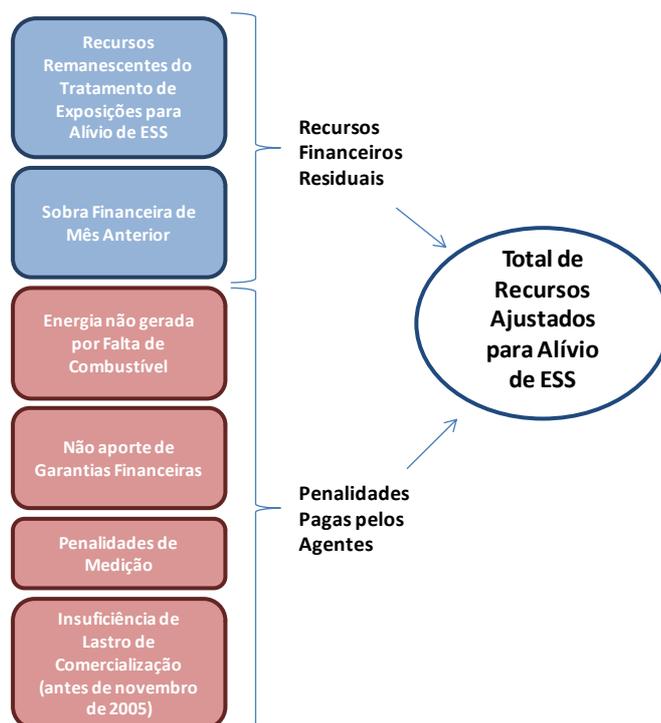


Figura 18: Composição do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

## 2.7.2. Dados de Entrada do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

<b>Excedente Financeiro de Importação de energia total</b>		
<b>EXCD_FIN_IMP_M<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação dos Encargos (Detalhamento da Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago pela Energia não Gerada por Falta de Combustível</b>		
<b>MFEP_FC<sub>a,m,k</sub></b>	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por energia não gerada por falta de combustível apurada no mês "k"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à multa por inadimplência no MCP</b>		
<b>MFEP_INAD<sub>a,m,k</sub></b>	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente à multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo, apurada no mês “k”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago pelo Não Aporte das Garantias Financeiras</b>		
<b>MFEP_MGFIN<sub>a,m,k</sub></b>	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente à penalidade por inobservância do aporte de garantias financeiras de acordo com o estabelecido em Procedimentos de Comercializado, apurada no mês “k”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sobra Financeira do Mês Anterior</b>		
<b>SF_MA<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro referente à sobra do excedente financeiro apurado no mês anterior “m-1”, sob gestão da CCEE em conta corrente específica, que retorna no mês de apuração “m” ao processo de contabilização, ajustado pelo resultado de aplicação além da própria movimentação financeira no período. Eventual saldo remanescente da CONER, findo os prazos dos CERs, será acrescido nesta conta corrente
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Financeiro Efetivamente Pago referente à Penalidade de Medição</b>		
<b>MFEP_PMED<sub>a,m,k</sub></b>	Descrição	Valor pago pelo perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente à penalidade associada ao processo de coleta de medição pela CCEE apurada no mês “k”
	Unidade	R\$

	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS</b>		
TRU_ESS <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS</b>		
V_CUSTO_IMP <sub>p,p*,j</sub>	Descrição	Valoração do Custo da Diferença de Energia entre a importação efetiva e a definida pelo ONS da parcela de usina substituída "p", da usina de importação "p*" por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo de Energia de Importação definida pelo ONS Sem Substituição por decisão do CMSE</b>		
V_CUSTO_IMP_SS <sub>p,j</sub>	Descrição	Encargo de Importação Sem Substituição por decisão do CMSE da parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Importação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética</b>		
V_CUSTO_IMP_M <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde aos Custos por Razão de Importação Energética do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação dos Encargos (Detalhamento da Consolidação dos Encargos)

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

### 2.7.3. Dados de Saída do Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS

<b>Recebimento por razão de Importação do intercâmbio de energia</b>		
<b>REC_IMP<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao total dos montantes recebíveis de encargos por razão de importação de energia apurados no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS</b>		
<b>TDP_ESS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente às demais penalidades destinadas para abatimento de ESS. São incluídos nestas penalidades, os montantes pagos referentes às penalidades de medição, energia não gerada por falta de combustível, as penalidades pagas pelo não aporte das garantias financeiras calculadas e a multa por inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS</b>		
<b>TRDA_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração "m" para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valoração do Custo de Energia de Importação definida pelo ONS Sem Substituição por decisão do CMSE</b>		
<b>V_CUSTO_IMP_A<sub>p*,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Importação Sem Substituição por decisão do CMSE da parcela de usina "p*", por período de comercialização "j"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.8. Ajuste dos Encargos Apurados

### Objetivo:

Ajustar os valores de encargos apurados em função dos recursos disponíveis para alívio.

### Contexto:

O valor dos encargos ajustados corresponde ao valor em R\$/MWh efetivamente aplicado à contabilização dos agentes para composição do pagamento de encargos associados às usinas afetadas por restrições de operação, despachadas por razão de segurança energética e/ou que prestam serviços ancilares ao sistema. A [Figura 19](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

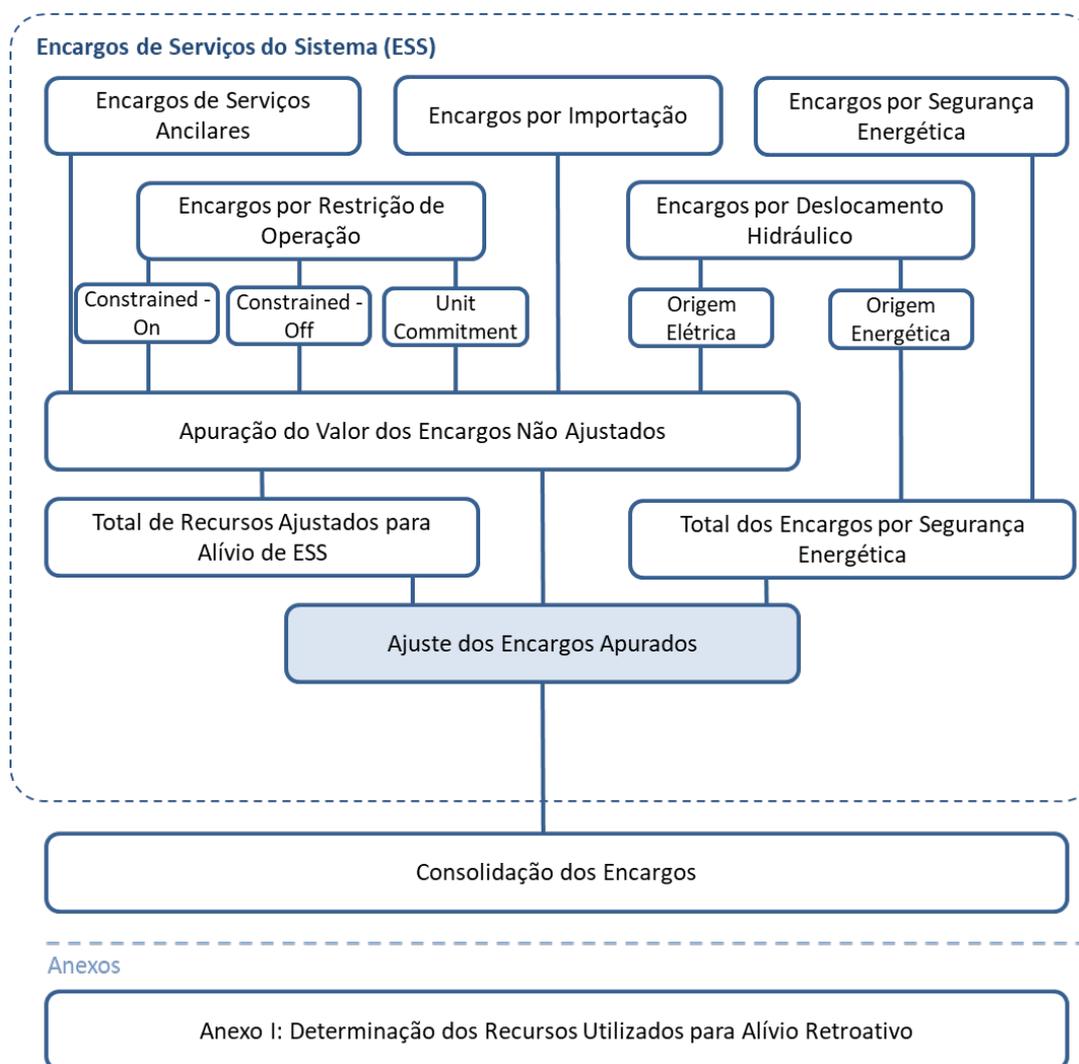


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.8.1. Detalhamento do Ajuste dos Encargos Apurados

O processo de cálculo do ajuste dos encargos apurados é composto pelos seguintes comandos e expressões:

53. O Total de Encargos de Serviços do Sistema indica o valor em reais a ser pago aos geradores por ESS. O Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema (expresso em termos de energia) multiplicado pelo Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, expresso em R\$/MWh, incluindo o encargo para atendimento da reserva de potência operativa, somado ao Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de Recontabilização e sobras financeiras para alívio despesas futuras para fins de recontabilização, fornece o Total de Encargos de Serviços do Sistema, conforme expressão abaixo:

$$T_{ESS_m} = \sum_s \sum_{j \in m} \left( \left( \sum_a TRC_{ESS_{a,s,j}} \right) * VE_{ESS_{s,j}} \right) + \sum_a TRC_{SEG\_ENER_{a,m}} * VE_{RESPOP_m} \\ + \sum_a \mathbf{TAR\_ENC\_RECONT_{a,m} + SFM\_FUT\_RECONT_m}$$

Onde:

$T_{ESS_m}$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

$TRC_{ESS_{s,j}}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$VE_{ESS_{s,j}}$  é o Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustados, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$VE_{RESPOP_m}$  é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

$TRC_{SEG\_ENER_{a,m}}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR\_ENC\_RECONT_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 53.1.  $SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”. O alívio retroativo não é reprocessado em recontabilizações onde houve sobra futura, assim é necessário garantir que sejam mantidos os mesmos efeitos percebidos na contabilização do mês de apuração. O valor referente ao encargo de meses passados já aliviados na contabilização é incluído no total de encargos de serviços do sistema do mês recontabilizado, a fim de serem considerados nos montantes passíveis de alívio:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$\mathbf{TAR\_ENC\_RECONT_{a,m} = TAR\_ENC_{a,m,u-1}}$$

*Caso contrário:*

$$\mathbf{TAR\_ENC\_RECONT_{a,m} = 0}$$

Onde:

$TAR\_ENC\_RECONT_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR\_ENC_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

54. O ajuste dos valores de encargos depende da relação entre o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS e o Total de Encargos Passíveis de Alívio:
- 54.1. Caso o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS seja suficiente para atender o Total de Encargos de Serviços do Sistema, então os Encargos de Serviços do Sistema são iguais à zero.
- 54.2. Os valores dos Encargos de Serviços do Sistema podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA\_ESS_{s,j} = VE\_ESS_{s,j} * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

$VA\_ESS_{s,j}$  é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$VE\_ESS_{s,j}$  é o Preço dos Demais Encargos de Serviços do Sistema, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$F\_AJUSTE\_ESS_m$  é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

55. O valor do Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização pode sofrer ajuste em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema

$$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m} = TAR\_ENC\_RECONT_{a,m} * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAR\_ENC\_RECONT_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_AJUSTE\_ESS_m$  é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

56. O valor da Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização pode sofrer ajuste em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema

$$SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m} = \left( SFM\_FUT\_RECONT_m * \frac{\sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j})}{\sum_a \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j})} \right) * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

SFM\_FUT\_RECONT\_A<sub>m</sub> é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

SFM\_FUT\_RECONT<sub>m</sub> é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

TRC\_ESS<sub>a,s,j</sub> é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

- 56.1. Os valores dos Encargos de Reserva de Potência Operativa podem sofrer ajustes em função dos recursos disponíveis, representado pelo Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema, conforme seguinte equação:

$$VA\_RESPOP_m = VE\_RESPOP_m * F\_AJUSTE\_ESS_m$$

Onde:

VA\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

VE\_RESPOP<sub>m</sub> é o Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

- 56.2. F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”. O Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema considera Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS em relação ao Total de Encargos de Serviços do Sistema por meio da seguinte expressão:

$$F\_AJUSTE\_ESS_m = \max \left( 0; \frac{T\_ESS_m - TRDA\_ESS_m}{T\_ESS_m} \right)$$

Onde:

F\_AJUSTE\_ESS<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste dos Encargos de Serviços do Sistema do mês de apuração “m”

T\_ESS<sub>m</sub> é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

TRDA\_ESS<sub>m</sub> é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

## 2.8.2. Dados de Entrada do Ajuste dos Encargos Apurados

<b>TRC_ESS<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema</b>	
	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por perfil de agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização “j” baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TRC_SEG_ENER<sub>a,m</sub></b>	<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva</b>	
	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TRDA_ESS<sub>m</sub></b>	<b>Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS</b>	
	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração “m” para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TAR_ENC<sub>a,m</sub></b>	<b>Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos</b>	
	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado</b>		
<b>VA_RESPOP<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor dos Encargos de Serviços do Sistema Não Ajustado</b>		
<b>VE_ESS<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Valor preliminar a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s", para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização</b>		
<b>SFF_FUT_RECONT<sub>m</sub></b>	Descrição	Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.8.3. Dados de Saída do Ajuste dos Encargos Apurados

<b>Total de Encargos de Serviços do Sistema</b>		
<b>T_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema</b>		
VA_ESS <sub>s,j</sub>	Descrição	Valor a ser pago, por período de comercialização “j”, no submercado “s”, para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>		
VE_RESPOP <sub>m</sub>	Descrição	Valor a ser pago, por período de comercialização “j”, no submercado “s”, para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.9. Totalização e Rateio dos Encargos por Segurança Energética

### Objetivo:

Totalizar os encargos por segurança energética e definir a forma de rateio desses encargos.

### Contexto:

O total de encargos por segurança energética é constituído pela soma dos encargos pagos às usinas despachadas por segurança energética e pelos encargos devidos às usinas hidrelétricas participantes do MRE em função do despacho fora da ordem de mérito e de importação sem garantia física associada. Esse encargo é assumido pelos agentes de consumo a partir dos critérios estabelecidos nesta etapa das regras de comercialização. A [Figura 20](#) relacionada esta etapa em relação ao módulo completo:

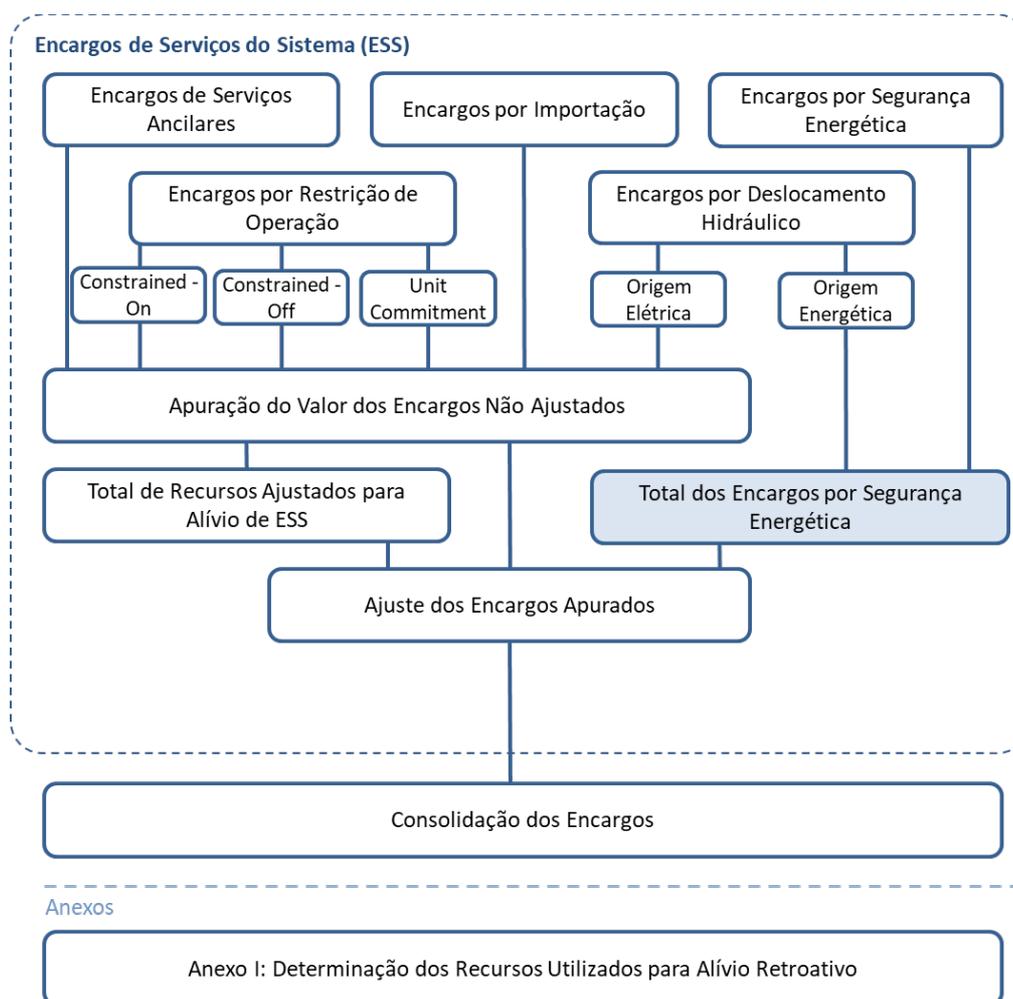


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.9.1. Totalização dos Encargos por Segurança Energética

O processo de totalização dos encargos por segurança energética é composto pelos seguintes comandos e expressões:

57. O Total de Encargos por Razão de Segurança Energética indica o valor em reais a ser pago pelos agentes de consumo aos agentes proprietários de usinas termelétricas que geraram por razões de segurança energética e também o valor a ser pago aos agentes proprietários de usinas hidrelétricas participantes do MRE que tiveram sua geração deslocada em função da geração efetuada fora da ordem de mérito e por importação de energia sem lastro associado. Este valor é obtido pela seguinte expressão:

$$T\_SEG\_ENER_m = \sum_{j \in m} \sum_p (ENC\_SEG\_ENER_{p,j} + ENC\_DH\_ENER_{p,j})$$

Onde:

$T\_SEG\_ENER_m$  é o Total de Encargos por Razão de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_DH\_ENER_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

## 2.9.2. Detalhamento do Consumo de Referência para o Rateio de Encargos de Segurança Energética e Encargos de Energia de Reserva

58. Os Encargos por Segurança Energética e Encargos de Energia de Reserva devem ser rateados pelo consumo líquido dos agentes:

$$TRC\_SEG\_ENER_{a,m} = \max \left( 0; \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j} - \sum_p (G\_SEG\_ENER_{p,a,m}) \right)$$

Onde:

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$G\_SEG\_ENER_{p,a,m}$  é a Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, atribuída ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 58.1. A Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética é calculada pela soma de toda geração utilizada para o abatimento das cargas, modeladas sobre o respectivo perfil de agente, conforme expressão:

$$G\_SEG\_ENER_{p,a,m} = \sum_{c \in a} G\_SEG\_ENER\_ATIV_{p,c,m}$$

Onde:

$G\_SEG\_ENER_{p,a,m}$  é a Geração Utilizada na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, atribuída ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$G\_SEG\_ENER\_ATIV_{p,c,m}$  é a Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”

- 58.1.1. A Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética é calculada pelo menor valor entre (i) a geração total da usina multiplicada pelo Percentual de Geração Utilizado para Abatimento de Carga e (ii) Consumo no Ambiente Livre da respectiva carga:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{G\_SEG\_ENER\_ATIV}_{p,c,m} \\
 & = \min \left( \left( \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{j \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} \right) \right. \\
 & \quad \left. * \mathbf{PG\_SEG\_ENER\_ATIV}_{p,c,m} ; \sum_{j \in m} RC\_AL_{c,j} \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$\mathbf{G\_SEG\_ENER\_ATIV}_{p,c,m}$  é a Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{PG\_SEG\_ENER\_ATIV}_{p,c,m}$  é o Percentual de Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”

$RC\_AL_{c,j}$  é o Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

58.1.1.1. O Percentual de Geração Utilizado para Abatimento de Carga na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética estabelece o percentual de alocação de geração que cada parcela de carga possui, em relação ao percentual de direito de alocação do agente, conforme a expressão:

$$\mathbf{PG\_SEG\_ENER\_ATIV}_{p,c,m} = PGDA_{\alpha,p} * \frac{\sum_{j \in m} RC\_AL_{c,j}}{\sum_{c \in CP\_ALFA\_AGP} \sum_{j \in m} RC\_AL_{c,j}}$$

Onde:

$\mathbf{PG\_SEG\_ENER\_ATIV}_{p,c,m}$  é o Percentual de Geração Utilizada para Abatimento de Carga na Determinação do Pagamento dos Encargos de Energia de Reserva e de Segurança Energética da parcela de usina “p”, em relação a carga “c”, no mês de apuração “m”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente, da parcela de usina “p”, atribuído ao agente “ $\alpha$ ”

$RC\_AL_{c,j}$  é o Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

“CP\_ALFA\_AGP” é o conjunto de parcelas de cargas “c”, modeladas nos perfis pertencentes ao agente “alfa”, que possuem o direito de alocação da geração da parcela de usina “p”

“ $\alpha$ ” é o agente no qual possui perfis onde as cargas “ $c$ ”, que possuem direito alocação da geração da parcela de usina “ $p$ ”, estão modeladas

### 2.9.3. Detalhamento do Valor dos Encargos por Segurança Energética

59. O Valor dos Encargos de Segurança Energética relaciona a soma dos encargos de segurança energética devidos às usinas, em Reais (R\$), pelo Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética de todos os agentes no mês, em MWh, resultando em um valor em R\$/MWh a ser pago pelos agentes e expresso por:

$$VE\_SEG\_ENER_m = \frac{T\_SEG\_ENER_m}{\sum_a TRC\_SEG\_ENER_{a,m}}$$

Onde:

$VE\_SEG\_ENER_m$  é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração “ $m$ ”

$T\_SEG\_ENER_m$  é o Total de Encargos por Razão de Segurança Energética no mês de apuração “ $m$ ”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

### 2.9.4. Dados de entrada da Totalização e do Rateio de Encargos por Segurança Energética

<b>Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica,</b>		
<b>ENC_DH_ENER<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “ $p$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Razão de Segurança Energética</b>		
<b>ENC_SEG_ENER<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>FLUXO_MRE<sub>p,j</sub></b>	<b>Cálculo dos Ajustes Totais do MRE</b>	

	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo no Ambiente Livre</b>		
<b>RC_AL<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada agente “a”, por submercado “s” e período de comercialização
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)

Valores  
Possíveis                      Positivos ou Zero

## 2.9.5. Dados de saída da Totalização e do Rateio de Encargos por Segurança Energética

<b>Total de Encargos pelo Despacho por Segurança Energética</b>		
<b>T_SEG_ENER<sub>m</sub></b>	Descrição	Total de pagamentos devidos às parcelas de usinas em função da produção de energia elétrica associada ao despacho por Segurança Energética, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva</b>		
<b>TRC_SEG_ENER<sub>m</sub></b>	Descrição	Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor dos Encargos de Segurança Energética</b>		
<b>VE_SEG_ENER<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.10. Consolidação dos Encargos

### Objetivo:

Consolidar os valores a pagar e a receber de agente em função dos encargos apurados no mês.

### Contexto:

O valor ajustado dos encargos multiplicado pela energia passível de pagamentos de encargos deve ser consolidado, por agente, de modo a compor o resultado da contabilização de cada agente, no mês de apuração. A Figura 21 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

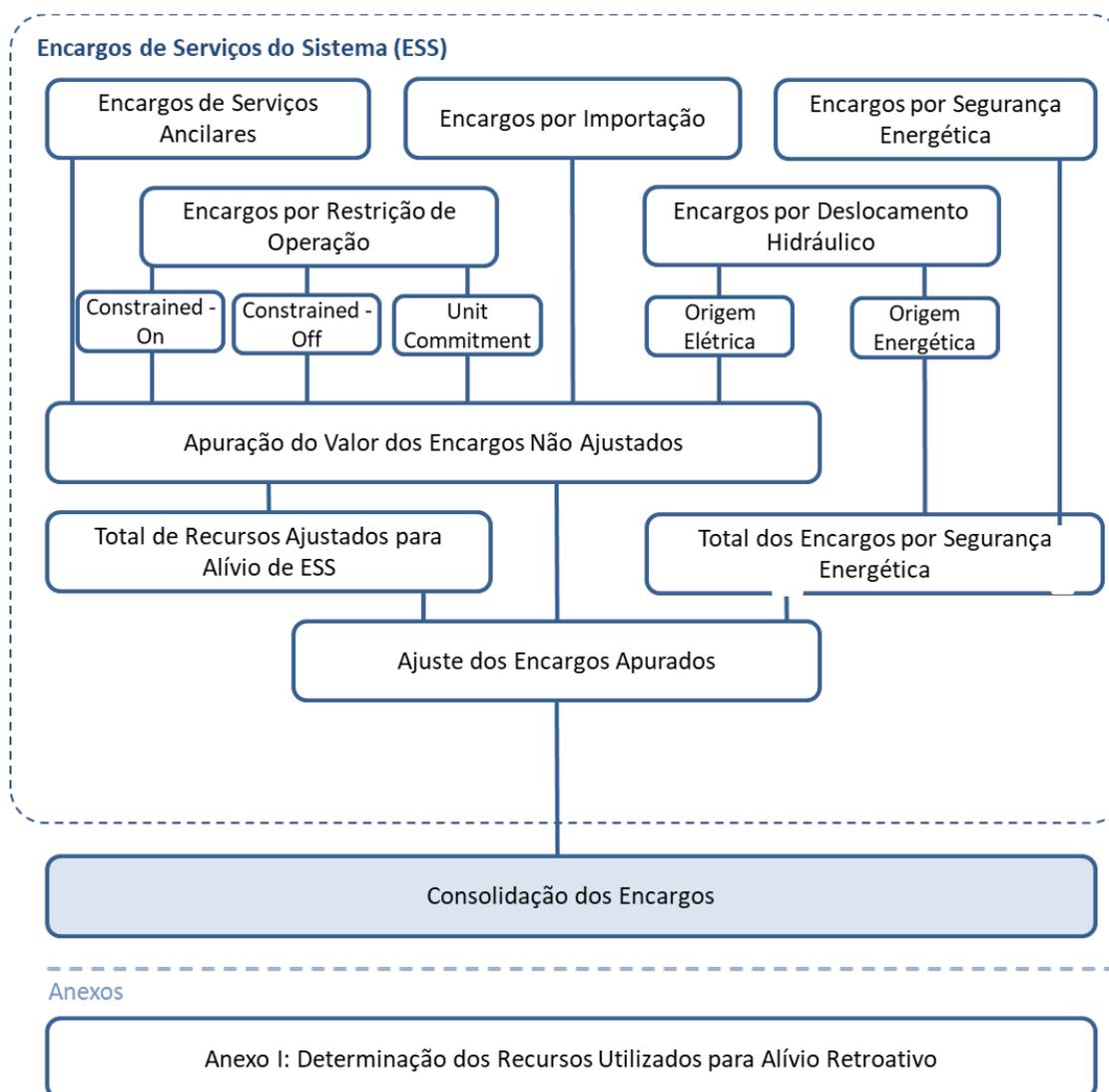


Figura 21 - Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 2.10.1. Detalhamento da Consolidação dos Encargos

O processo de consolidação dos encargos é composto pelos seguintes comandos e expressões:

60. O Total de Recebimento por Encargos identifica todos os montantes financeiros de encargos apurados para as usinas do agente, no mês de apuração. Esse valor é agregado ao resultado final do agente a título de Encargos. O Total de Recebimento do Agente por Encargos é dado pela expressão:

$$\begin{aligned}
 RECBIMENTO\_ENC_{a,m} &= R\_ENC\_RO_{a,m} + R\_ENC\_SE_{a,m} + R\_ENC\_CS_{a,m} + R\_ENC\_OSA_{a,m} \\
 &+ R\_ENC\_DH_{a,m} + R\_ENC\_RESPOP_{a,m} + R\_ENC\_IMP_{a,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

RECBIMENTO\_ENC<sub>a,m</sub> é o Total de Recebimento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_RO_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos por Restrição de Operação, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_SE_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo por Razão de Segurança Energética, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_OSA_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_DH_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_RESPOP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Importação, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

60.1. O Total de Recebimento do Agente em função dos Encargos por Restrição de Operação identifica os montantes financeiros a serem recebidos, por restrição de operação (*constrained-on e off, e unit commitment*), pelas usinas do agente, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$R\_ENC\_RO_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC\_CONST\_ON_{p,j} + ENC\_CONST\_OFF_{p,j} + ENC\_REST\_UNIT_{p,j})$$

Onde:

$R\_ENC\_RO_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos por Restrição de Operação, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_CONST\_ON_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$ENC\_REST\_UNIT_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Unit Commitment da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

60.2. O Total de Recebimento do Agente em função dos Encargos por Razão de Segurança Energética identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelas usinas do agente em função da geração verificada a título de segurança energética no mês de apuração, dado pela seguinte expressão:

$$R\_ENC\_SE_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_SE_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo por Razão de Segurança Energética, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_SEG\_ENER_{p,j}$  é o Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

60.3. O Total de Recebimento do Agente por Encargo de Compensação Síncrona identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelas usinas do agente em função do fornecimento ou absorção de energia reativa, no mês de apuração, expresso por:

$$R\_ENC\_CS_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC\_CS_{p,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_CS_{p,j}$  é o Valor do Encargo de Compensação Síncrona, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

60.4. O Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente pela prestação de serviços ancilares de suas usinas, no mês de apuração, expresso por:

$$R\_ENC\_OSA_{a,m} = \left( \sum_{p \in a} ENC\_OSA_{p,m} \right) + RSEP\_D_{a,m}$$

Onde:

$R\_ENC\_OSA_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Outros Serviços Ancilares, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_OSA_{p,m}$  é o Encargo por Outros Serviços Ancilares da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RSEP\_D_{a,m}$  é o Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção de Sistema Especial de Proteção ou por Reposição dos Sistemas Existentes do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

60.5. O Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente proprietário de usinas hidrelétricas do MRE em função dos deslocamentos hidráulicos de origem energética e/ou elétrica:

$$R\_ENC\_DH_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} (ENC\_DH\_ENER_{p,j} + VR\_DH\_ELE_{p,j})$$

Onde:

$R\_ENC\_DH_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Deslocamento Hidráulico, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_DH\_ENER_{p,j}$  é o Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$VR\_DH\_ELE_{p,j}$  é o Valor de Ressarcimento de Deslocamento Elétrico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

60.6. O Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo agente proprietário de usinas que atendam ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa no mês:

$$R\_ENC\_RESPOP_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} ENC\_RESPOP_{p,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_RESPOP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_RESPOP_{p,j}$  é o Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”

60.7. O Total de Recebimento por Encargos de Importação, identifica os montantes financeiros a serem recebidos pelo perfil de agente função da importação de energia:

$$R\_ENC\_IMP_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_{p^* \in a} ENC\_IMP_{p^*,j}$$

Onde:

$R\_ENC\_IMP_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos de Importação, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENC\_IMP_{p^*,j}$  é o Encargo de Importação do intercâmbio de energia da parcela de usina substituta “p\*”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina de energia proveniente de Importação

61. O Total de Pagamento do Agente por Encargos no mês de apuração identifica todos os montantes financeiros de encargos a serem pagos pelo agente. Esse valor é agregado ao resultado final do agente a título de Encargos. O Total de Pagamento do Agente por Encargos é dado pela expressão:

$$\begin{aligned} P\_AGAMENTO\_ENC_{a,m} &= P\_ENC\_ESS_{a,m} + P\_ENC\_SE_{a,m} \\ &+ EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m} + V\_CUSTO\_IMP\_M_{a,m} \end{aligned}$$

Onde:

$P\_AGAMENTO\_ENC_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$P\_ENC\_ESS_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$P\_ENC\_SE_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$V\_CUSTO\_IMP\_Ma,m$  é o Valor referente aos Custos por Razão de Importação Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

61.1. O Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema identifica o montante financeiro a ser pago, por ESS, pelo agente, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$P\_ENC\_ESS_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_ESS_{a,s,j} * VA\_ESS_{s,j}) + TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m} + SFM\_FUT\_RECONT\_A_{a,m} + TRC\_SEG\_ENER_{a,m} * VA\_RESPOP_m$$

Onde:

$P\_ENC\_ESS_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$VA\_ESS_{s,j}$  é o Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema do submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$TAR\_ENC\_RECONT\_A_{a,m}$  é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos Ajustado para fins de recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT\_A_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras Ajustado para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VA\_RESPOP_m$  é o Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração “m”

61.2. O Pagamento dos Encargos por Razão de Segurança Energética será rateado proporcionalmente pelo consumo considerando eventual geração de propriedade da carga, calculado conforme a seguinte expressão:

$$P\_ENC\_SE_{a,m} = TRC\_SEG\_ENER_{a,m} * VE\_SEG\_ENER_m$$

Onde:

$P\_ENC\_SE_{a,m}$  é o Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VE\_SEG\_ENER_m$  é o Valor dos Encargos de Segurança Energética no mês de apuração “m”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

61.3. A soma do Excedente financeiro total referente ao valor verificado dos custos por razão de importação, identifica o excedente financeiros a ser pagos pelo agente no mês vigente, expresso por:

$$EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m} = \sum_{p^* \in a} \sum_{j \in m} (EXCD\_FIN\_IMP_{p^*,j})$$

Onde:

$EXCD\_FIN\_IMP\_M_{a,m}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia total do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EXCD\_FIN\_IMP_{p^*,j}$  é o Excedente Financeiro de Importação de energia da parcela de usina “p\*”, por período de comercialização “j”

“p\*” é a parcela de usina para Importação

62. O Total de Encargos Consolidado identifica o valor a ser pago (**negativo**) ou recebido (**positivo**) a ser agregado ao resultado final da contabilização do agente no mês de apuração a título de Encargos, expresso por:

$$ENCARGOS_{a,m} = RECEBIMENTO\_ENC_{a,m} - PAGAMENTO\_ENC_{a,m}$$

Onde:

$ENCARGOS_{a,m}$  é o Total de Encargos Consolidado, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RECEBIMENTO\_ENC_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$PAGAMENTO\_ENC_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### 2.10.2. Dados de Entrada da Consolidação dos Encargos

<b>Energia Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética</b>		
<b>EC_CAR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Energia Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Total Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética</b>		
<b>EC_CAR_TOT<sub>m</sub></b>	Descrição	Energia Total Considerada para Rateio dos Encargos por Segurança Energética no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-On</b>		
ENC_CONST_ON <sub>p,j</sub>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-On da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>		
ENC_CONST_OFF <sub>p,j</sub>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Encargo por Compensação Síncrona</b>		
ENC_CS <sub>p,j</sub>	Descrição	Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por prestação de serviço de compensação síncrona
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica,</b>		
ENC_DH_ENER <sub>p,j</sub>	Descrição	Encargo de Deslocamento Energético de uma Usina Hidrelétrica, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Outros Serviços Ancilares</b>		
ENC_OSA <sub>p,m</sub>	Descrição	Ressarcimento devido à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, por outros serviços ancilares

	<p>autorizados pela ANEEL tais como custos de O&amp;M dos equipamentos de autorrestabelecimento, sistemas especiais de proteção, equipamentos de supervisão e controle de serviços ancilares, além de investimentos realizados pelas usinas para prestação desses serviços ao sistema</p>
	Unidade R\$
	Fornecedor Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<hr/>	
	<b>Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b>
<b>ENC_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	<p>Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa da usina “p”, por período de comercialização “j”</p>
	Unidade R\$
	Fornecedor Encargos (Encargos de Serviços Ancilares)
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<hr/>	
	<b>Encargo por Razão de Segurança Energética</b>
<b>ENC_SEG_ENER<sub>p,j</sub></b>	<p>Pagamento devido à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, por produção de energia elétrica associada ao despacho por razão de segurança energética</p>
	Unidade R\$
	Fornecedor Encargos (Encargos por Segurança Energética)
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<hr/>	
	<b>Ressarcimento do Agente Distribuidor ou Consumidor pelo Custo de Implementação, Operação e Manutenção do SEP</b>
<b>RSEP<sub>Da,m</sub></b>	<p>Montante financeiro que o agente distribuidor ou consumidor deverá ser ressarcido referente aos custos incorridos pela implantação, operação e manutenção de Sistema Especial de Proteção (SEP)</p>
	Unidade R\$
	Fornecedor ANEEL
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<hr/>	
<b>TRC_ESS<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema</b>

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por perfil de agente, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j", baseada na informação do consumo atendido pelo SIN</p> <p>MWh</p> <p>Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<p><b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva</b></p>		
TRC_SEG_ENER <sub>a,m</sub>	<p>Descrição</p> <p>Fornecedor</p> <p>Unidade</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Segurança Energética e Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"</p> <p>MWh</p> <p>Encargos (Consolidacao das Informacoes Ajustadas de Consumo e Geracao)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<p><b>Valor Ajustado dos Demais Encargos de Serviços do Sistema</b></p>		
VA_ESS <sub>s,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Valor ajustado a ser pago, por período de comercialização "j", no submercado "s" para cobrir os encargos de serviços do sistema apurados</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<p><b>Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa</b></p>		
VA_RESPOP <sub>m</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Valor Ajustado do Encargo para Atendimento ao Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa no mês de apuração "m"</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)</p> <p>Positivos ou Zero</p>

<b>Valor do Ressarcimento de Deslocamento Hidráulico Elétrico</b>		
<b>VR_DH_ELE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Descrição
	Unidade	Unidade
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Deslocamento Hidráulico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.10.3. Dados de Saída da Consolidação dos Encargos

<b>Total de Encargos Consolidado</b>		
<b>ENCARGOS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Total de Pagamentos por Encargos</b>		
<b>PAGAMENTO_ENC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação consolidada de todos os montantes a serem pagos por encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente, "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética rateada proporcionalmente pela energia comercializada</b>		
<b>P_ENC_CAR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Pagamento do Encargo por Razão de Segurança Energética da parcela rateada proporcionalmente pela energia comercializada, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema</b>		
<b>P_ENC_ESS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação consolidada dos encargos de serviços do sistema apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Total de Recebimento por Encargos</b>		
<b>RECEBIMENTO_ENC</b> a,m	Descrição	Informação consolidada de todos os montantes a serem recebidos por encargos apurados no mês “m”, para o perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona</b>		
<b>R_ENC_CS</b> <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Encargos”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 3.1. Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

##### Objetivo:

Calcular os recursos residuais utilizados no alívio retroativo e ainda sua eventual utilização em futuros ciclos contábeis.

##### Contexto:

Os recursos financeiros residuais após o alívio dos encargos de serviços do sistema são utilizados para abatimento de exposições e encargos não aliviados nos doze últimos ciclos contábeis. Após esse alívio retroativo, um eventual saldo residual é armazenado para utilização no próximo ciclo contábil. A [Figura 22](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

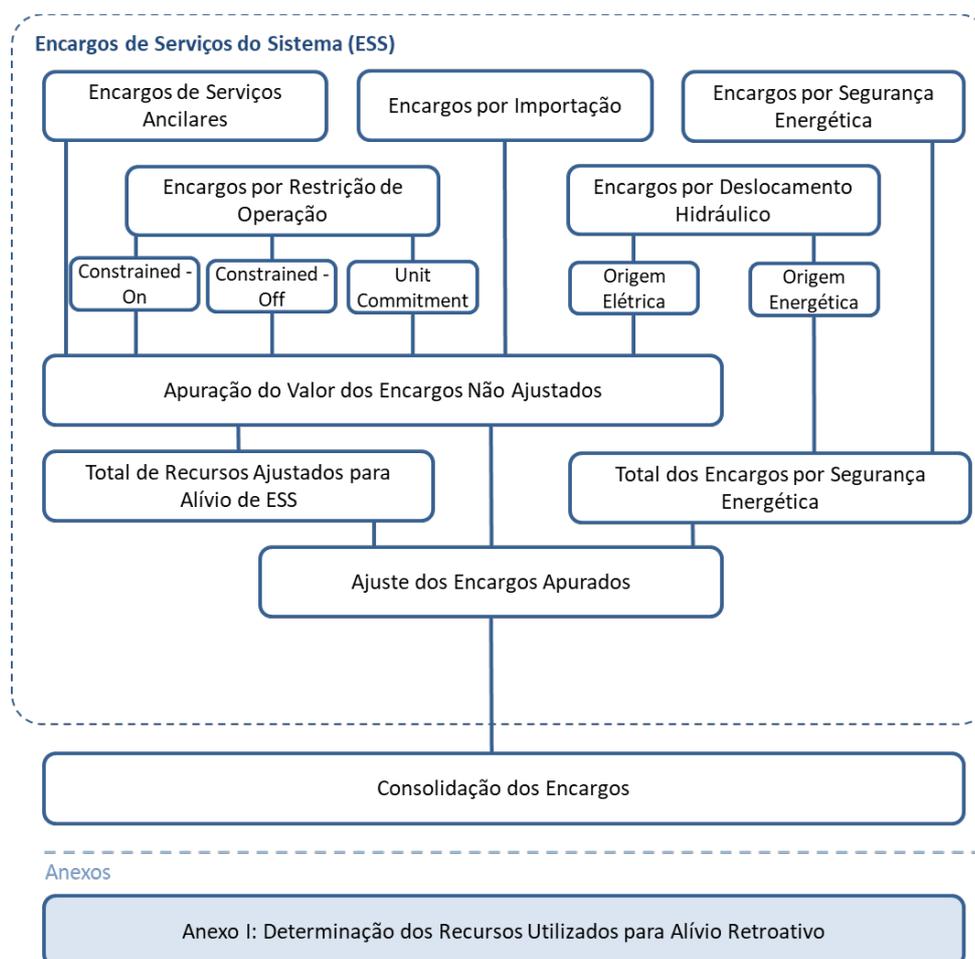


Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Encargos”

### 3.1.1. Detalhamento da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

63. O processo de cálculo da determinação dos recursos utilizados para alívio retroativo é composto pelos seguintes comandos e expressões:

63.1. O Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior corresponde ao montante residual entre o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS oriundo do tratamento das exposições em função da diferença de preços entre os submercados e o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração, utilizado para alívio retroativo das doze últimas contabilizações. Em caso de Recontabilização, este acrônimo não é reapurado, assumindo o mesmo valor obtido na contabilização do mês, expresso por:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$RD\_AR12_m = RD\_AR12_{m,u-1}$$

*Caso contrário:*

$$RD\_AR12_m = \max(0; TRU\_ESS_m - T\_ESS_m)$$

Onde:

$RD\_AR12_m$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior, no mês de apuração “m”

$TRU\_ESS_m$  é o Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

$T\_ESS_m$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

63.2. A Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras corresponde à sobra residual de recursos disponível para alívio descontada ainda a parcela utilizada para alívio das doze últimas contabilizações, este último somente nos processamentos de contabilização, utilizada no próximo ciclo contábil e dada pela expressão:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$SF\_FUT_m = \max(0; TRDA\_ESS_m - T\_ESS_m)$$

*Caso contrário:*

$$SF\_FUT_m = \max(0; TRDA\_ESS_m - T\_ESS_m - RD\_AR12_m)$$

Onde:

$SF\_FUT_m$  é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

$TRDA\_ESS_m$  é o Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS do mês de apuração “m”

$T\_ESS_m$  é o Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m”

$RD\_AR12_m$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês, no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

63.3. O Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo refere-se ao total de pagamentos referentes aos encargos de serviços do sistema. Desta forma, a expressão que determina o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo por agente no mês de apuração é dada por:

$$TP\_ENC\_AR_{a,m} = P\_ENC\_ESS_{a,m}$$

Onde:

$TP\_ENC\_AR_{a,m}$  é o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$P\_ENC\_ESS_{a,m}$  é o Total de Pagamento por Encargos de Serviços do Sistema, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Os perfis de agente das classes de Importação e Exportação para os meses em que for observado exportação de energia elétrica em caráter interruptível não farão jus ao alívio retroativo do total de seus encargos passíveis de alívio, ou seja, o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo (TP\_ENC\_AR<sub>a,m</sub>) para os referidos meses serão iguais a zero.

**3.1.2. Dados de Entrada da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo**

<b>Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização</b>		
<b>SFM_FUT_RECONT<sub>m</sub></b>	Descrição	Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recurso Disponível para Alívio de ESS</b>		
<b>TRDA_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro consolidado no mês de apuração “m” para alívio de encargos de serviços do sistema
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Recursos Utilizados para Alívio de ESS</b>		
<b>TRU_ESS<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS dos agentes com carga modelada na CCEE, mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>T_ESS<sub>m</sub></b>	<b>Total de Encargos de Serviços do Sistema</b>	

Descrição	Total de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração "m"
Unidade	R\$
Fornecedor	Encargos (Ajuste dos Encargos Apurados)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída da Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo

<b>Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior</b>		
<b>RD_AR12<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração "m" destinado ao alívio retroativo das exposições financeiras do 12º mês anterior
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS</b>		
<b>SF_ESS_FUT<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração "m" para eventual alívio de despesa futuras com ESS
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Pagamentos de Encargos Passível de Alívio Retroativo</b>		
<b>TP_ENC_AR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante de encargos apurados passível de alívio retroativo, composto pelos encargos de serviços do sistema e os encargos por razão de segurança energética, por agente perfil de agente "a", calculados no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**ANEXO XII**  
**Consolidação de Resultados**  
**Versão 2021.2.0**

**1. Introdução**

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE.

O Módulo de Consolidação de Resultados promove a consolidação de todas as componentes financeiras consideradas para fins de obtenção dos valores associados à contabilização das operações realizadas no âmbito da CCEE pelos agentes. Tal módulo visa determinar os efeitos da contratação na modalidade de disponibilidade, por regime de cota de garantia física, por contrato de Cota de Energia Nuclear (CCEN), os ajustes referentes ao alívio retroativo de encargos, a restituição dos montantes financeiros excedentes da CONER, os ajustes decorrentes dos resultados de Itaipu, os ajustes decorrentes do repasse do risco hidrológico do ACR, bem como consolidar o resultado de cada agente da CCEE.

A ~~Figura 1~~ [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Consolidação de Resultados” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

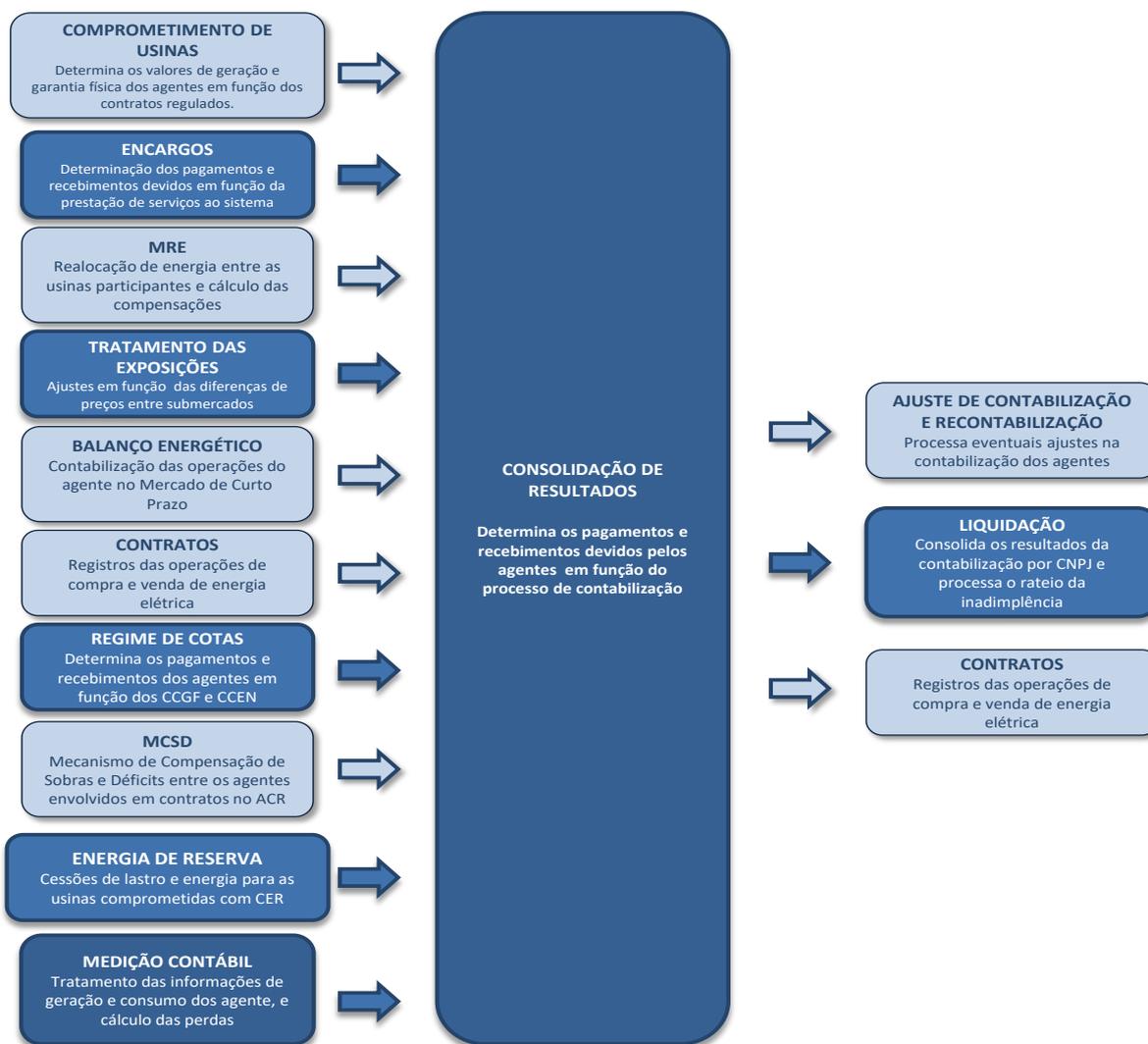


Figura 1: Relação do módulo Consolidação de Resultados com os demais módulos das Regras de Comercialização

O Módulo de Regras “Consolidação de Resultados” subsidia os processos de: (i) liquidação financeira conduzido mensalmente pela CCEE, (ii) cálculo das garantias financeiras a serem aportadas pelos agentes, com o objetivo de mitigar os riscos de inadimplência nos processos de liquidação financeira e (iii) determinação dos ajustes de recontabilização e eventuais ajustes na contabilização.

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Consolidação de Resultados”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por várias etapas de cálculo, com o objetivo principal de apurar os valores de receitas e despesas resultantes do processamento da contabilização na CCEE, visando o processo de liquidação financeira:

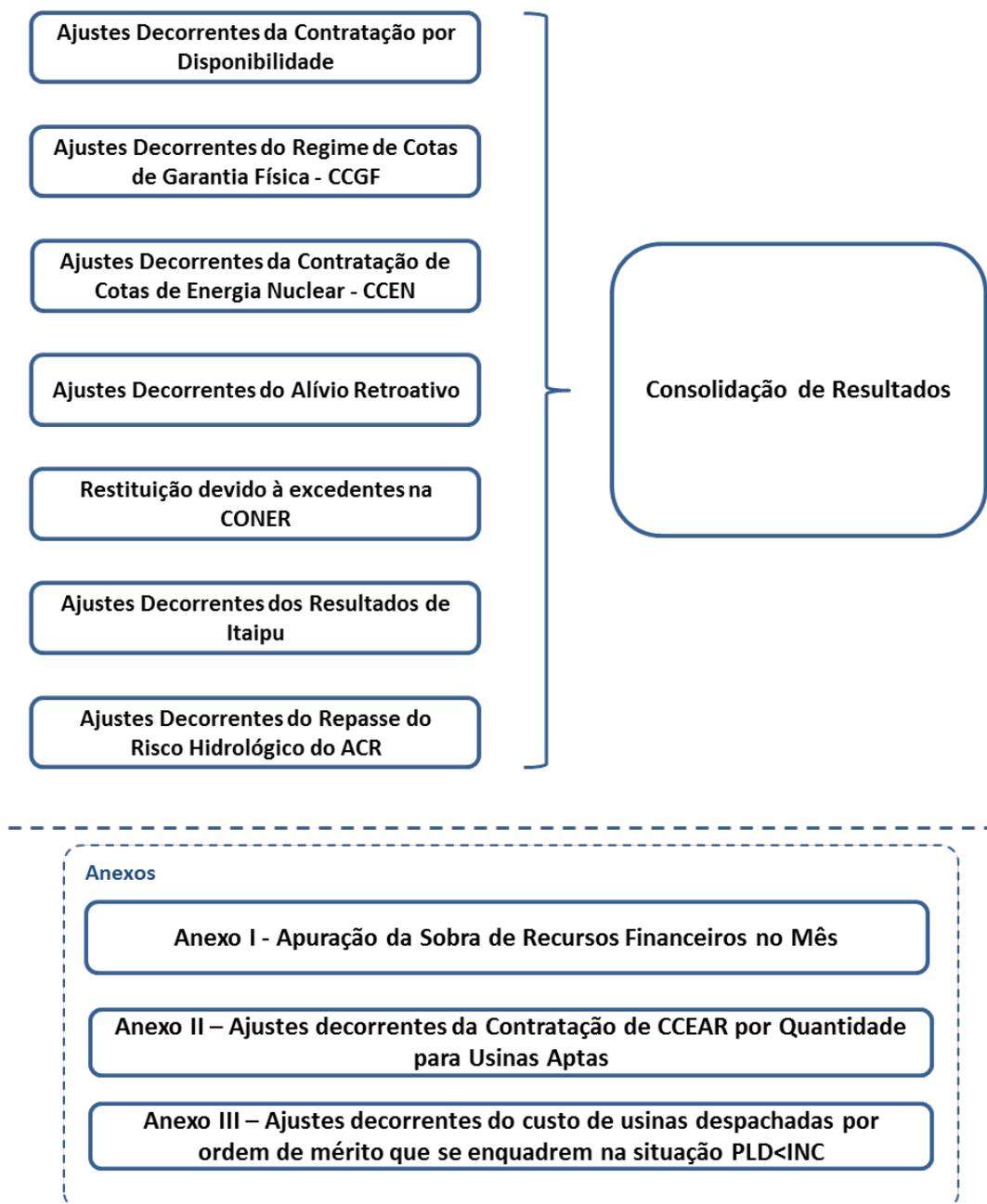


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

- **Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade:** determina os efeitos da contratação por disponibilidade a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Em linhas gerais, este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras devido aos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo e os encargos recebidos das usinas comprometidas com contratos por disponibilidade.
- **Ajustes Decorrentes da Contratação por Regime de Cotas de Garantia Física:** determina os efeitos da contratação pelo regime de cotas de garantia física a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Em linhas gerais, este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto

Prazo, dos Ajustes de exposições financeiras, dos efeitos da compensação do MRE, de recebimento de encargo referente à compensação síncrona, e pagamentos de encargos por Segurança Energética referentes às usinas.

- **Ajustes Decorrentes da Contratação de Energia Nuclear:** determina os efeitos da contratação de Energia Nuclear a serem considerados nos resultados da contabilização dos agentes. Em linhas gerais, este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo, dos Ajustes de exposições financeiras, dos efeitos da compensação do MRE e de Encargos recebidos das usinas.
- **Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo:** calcula os ajustes necessários para cobertura retroativa de exposições financeiras negativas e dos valores de encargos já liquidados, na contabilização dos agentes da CCEE, ~~conforme determina a Resolução ANEEL nº 446/2002, com redação dada pela Resolução Normativa nº 293/2007~~. Este mecanismo não é reapurado em recontabilizações.
- **Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER:** apura o excedente estimado na CONER, a partir dos resultados do agente ACER na contabilização e o consolida com os montantes apurados de sobras existentes na CONER após realizados os pagamentos no âmbito da Liquidação de Energia de Reserva. O montante final é calculado para impactar o resultado do agente Usuário de Energia de Reserva que receberá a restituição dos montantes no MCP.
- **Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu:** apura os valores a serem repassados aos agentes de distribuição referentes aos riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu, conforme determinado pelo Decreto nº 8.401/2015. Este submódulo responde pela apuração do repasse às distribuidoras dos efeitos contábeis da operação no Mercado de Curto Prazo, dos Ajustes de exposições financeiras, dos efeitos da compensação do MRE, associados à operação de Itaipu.
- **Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR:** apura os valores a serem repassados aos agentes de distribuição a partir do valor determinado de repasse do risco hidrológico do ACR de cada parcela de usina cujos proprietários optaram em repassar essa parcela de risco aos agentes de distribuição.
- **Consolidação de Resultados:** consolida os montantes apurados nos demais módulos das regras de comercialização em um único valor (resultado), visando a liquidação financeira das operações dos agentes no mês de apuração.

## Anexos

- **Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês:** determina as sobras de recursos financeiros decorrentes do processo de contabilização, após o processo de alívio retroativo. Estes valores são destinados para alívio futuro de encargos, mediante constituição do fundo de reserva de ESS a ser administrado pela CCEE.
- **Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade de usinas Aptas:** determina os efeitos das exposições negativas, resultante do Mercado de Curto Prazo – MCP, que deverão ser assumidas pelos compradores de CCEARs por Quantidade decorrente da declaração, promovida pela ANEEL, do status de aptas (~~REN nº 583/13~~—apta à operação comercial: situação

operacional em que a unidade geradora encontra-se apta a produzir energia para atender aos compromissos mercantis ou para seu uso exclusivo, contudo está impedida de disponibilizar sua potência instalada para o sistema em razão de atraso ou restrição no sistema de transmissão ou distribuição, conforme regulamentação vigente) a gerar para as parcelas de usinas relacionadas como parte vendedoras.

### 1.1.2. Os Efeitos da Contratação por Disponibilidade

Conforme visto no Módulo de Regras “Comprometimento de Usinas”, os contratos por disponibilidade preveem a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes compradores, exceto CCEARs com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, e CCEARs de leilões realizados de 2011 em diante de usinas a biomassa, cabendo ao vendedor o compromisso da manutenção da disponibilidade contratada nestes leilões.

No processo de contabilização, a energia gerada pelo agente vendedor é comparada com a energia comprometida nos contratos de venda por disponibilidade e o resultado é repassado às distribuidoras, na forma de efeito da contratação por disponibilidade. Este tratamento é dado para os leilões na modalidade disponibilidade, com exceção para as usinas termoeletricas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente. Para estes contratos é comparada a obrigação de entrega de energia com os contratos de venda, sendo este resultado repassado para as distribuidoras independente da geração realizada.

A geração verificada das usinas, bem como eventuais recebimentos por prestação de serviços do sistema também são repassados aos compradores, exceto para as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA comprometidas com CCEARs por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente. Para as usinas comprometidas com produtos por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente, os encargos de serviços do sistema são liquidados para o vendedor.

A ~~Figura 3~~ Figura 3 exemplifica o processo de apuração dos efeitos da contratação por disponibilidade para uma usina com garantia física totalmente comprometida com um contrato por disponibilidade, exceto os contratos com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA. Neste caso, o PLD apurado no período é menor que o Custo Variável Unitário – CVU da usina atrelada a esse contrato. Neste caso, a usina não é despachada pelo ONS e não existe parcela variável aplicável à contratação. O efeito da contratação por disponibilidade refere-se ao balanço energético da usina assumido pela distribuidora:

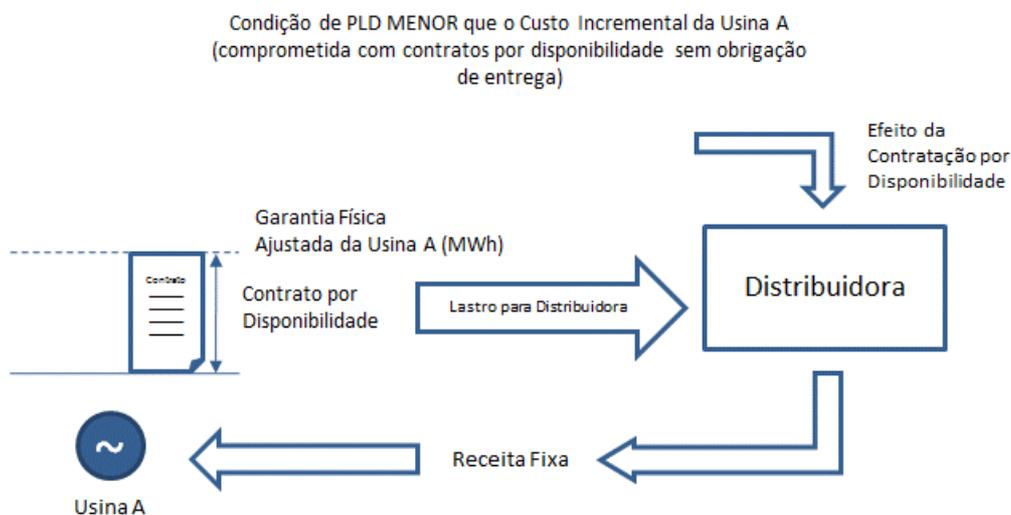


Figura 3: Efeito da Contratação por Disponibilidade

Em um segundo caso, exemplificado pela [Figura 4](#), o PLD apurado no período é maior que o CVU da usina. Neste caso, a usina é despachada pelo ONS acrescentando uma parcela variável à receita fixa assumida pela distribuidora. Da mesma forma que no exemplo anterior, o efeito da contratação por disponibilidade refere-se ao balanço energético da usina assumido pela distribuidora:

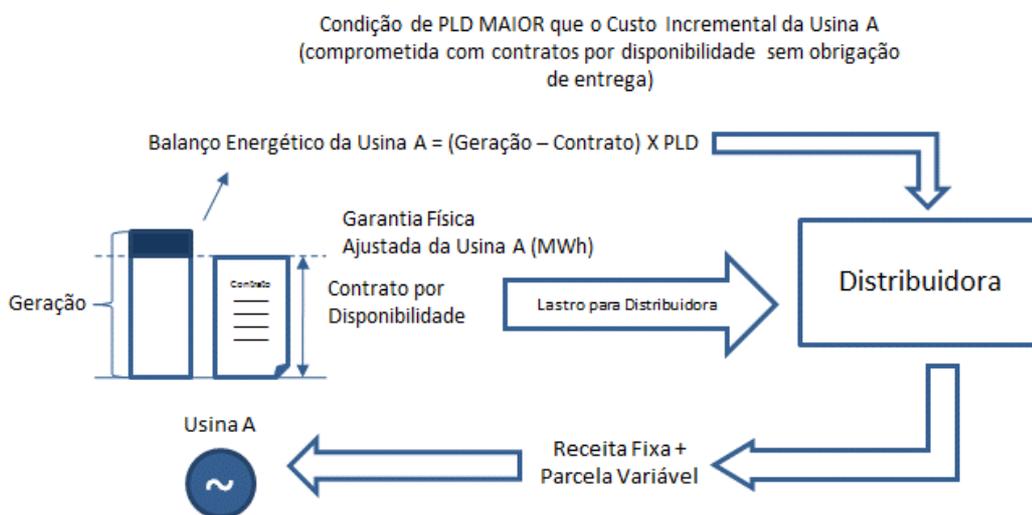


Figura 4: Efeito da Contratação por Disponibilidade

Em uma terceira situação, caso a usina seja termelétrica, e totalmente comprometida com CCEARs por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente, o processo de apuração dos efeitos da contratação por disponibilidade verifica a obrigação de entrega de energia comparada com o contrato, independentemente da geração realizada, conforme exemplificado na [Figura 5](#).

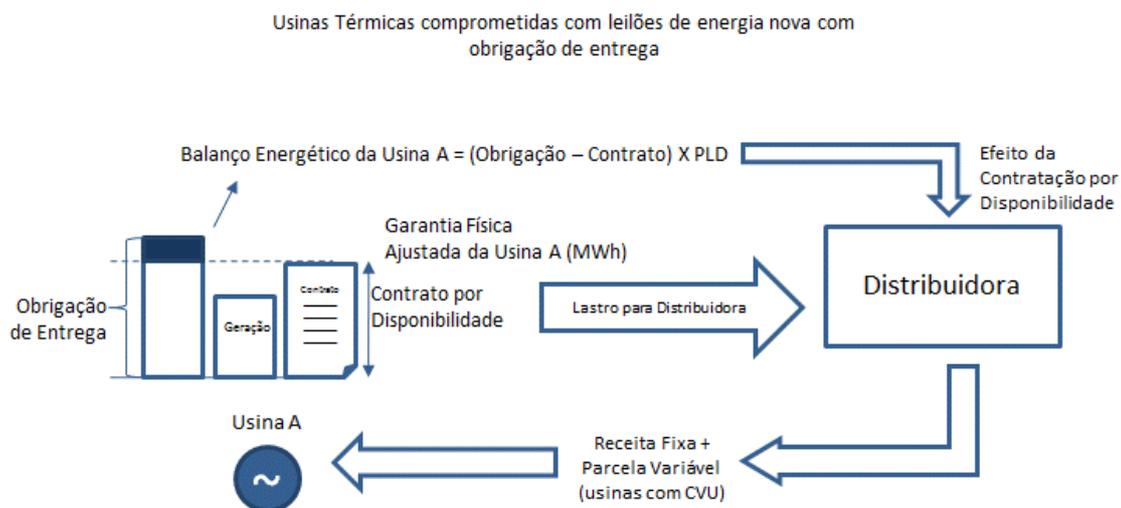


Figura 5: Efeito da Contratação por Disponibilidade

De modo análogo à operação no curto prazo determinada pelo cálculo do balanço energético das usinas comprometidas com contratos por disponibilidade, os encargos atribuídos a estes empreendimentos também compõem os efeitos da contratação por disponibilidade, aplicáveis aos resultados da contabilização dos agentes envolvidos nesta modalidade de contratação.

### 1.1.3. Os Efeitos da Contratação por Regime de Cotas de Garantia Física

Os contratos por regime de cotas de garantia física preveem a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes cotistas (distribuidoras), cabendo ao gerador (agente concessionário) o compromisso da manutenção da geração contratada nesta modalidade.

No processo de contabilização, a energia gerada pelo agente vendedor é comparada com a energia comprometida no contrato de cota de garantia física e o resultado é repassado às distribuidoras.

A geração verificada das usinas hidráulicas comprometidas com o regime de cotas de garantia física, bem como eventuais recebimentos de encargos por prestação de serviços ancilares ao sistema, e resultados positivos do MRE também são repassados aos cotistas, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas.

### 1.1.4. Os Efeitos da Contratação de Energia Nuclear

Os Contratos de Cota de Energia Nuclear preveem a assunção dos riscos hidrológicos por parte dos agentes cotistas (distribuidoras), cabendo ao gerador (agente concessionário) o compromisso da manutenção da geração contratada nesta modalidade.

No processo de contabilização, a energia gerada pelo agente vendedor é comparada com a energia comprometida nos contratos de Cotas de Energia Nuclear, e o resultado é repassado às distribuidoras.

A geração verificada das usinas nucleares Angra I e II, bem como eventuais recebimentos de encargos, os efeitos do MCP e as exposições financeiras também são repassados aos agentes cotistas, uma vez que estes devem arcar com o custo de operação destas usinas, conforme estabelecido no art. 10º da Lei 12.111 de 2009 e [em regulamentação específica na REN nº 530/2012](#).

### 1.1.5. Alívio Retroativo de Encargos e Exposições Negativas

A regulamentação vigente determina que a sobra do excedente financeiro e das exposições positivas, após o alívio das exposições negativas residuais do mês de apuração, do mês anterior e das despesas com encargos no mês de apuração, seja utilizada para abater de forma alternada as eventuais exposições negativas remanescentes de até doze meses anteriores e os encargos, ordenados do mês “m-12” até o mês “m-2”, finalizando com o alívio de encargos do mês “m-1”. A partir de então, os recursos restantes são depositados em um fundo destinado ao alívio das despesas futuras com encargos dos agentes.

A [Figura 6](#) ilustra a forma com a qual os recursos residuais advindos do excedente financeiro no mês e o total de exposições positivas, são destinados inicialmente para compensação das exposições negativas residuais do mês anterior, seguido do auxílio no pagamento de encargos devidos no mês corrente. Permanecendo um saldo positivo, e o processamento não sendo uma recontabilização, (para manter os impactos restritos ao mês recontabilizado), este deve ser utilizado para compensação das exposições negativas residuais e de encargos dos doze meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês “m-12” a “m-2”, finalizando com o pagamento de encargos do mês “m-1”. Finalmente, ainda restando um saldo positivo, este deve ser destinado a um fundo reserva para mitigar os encargos calculados em meses futuros.

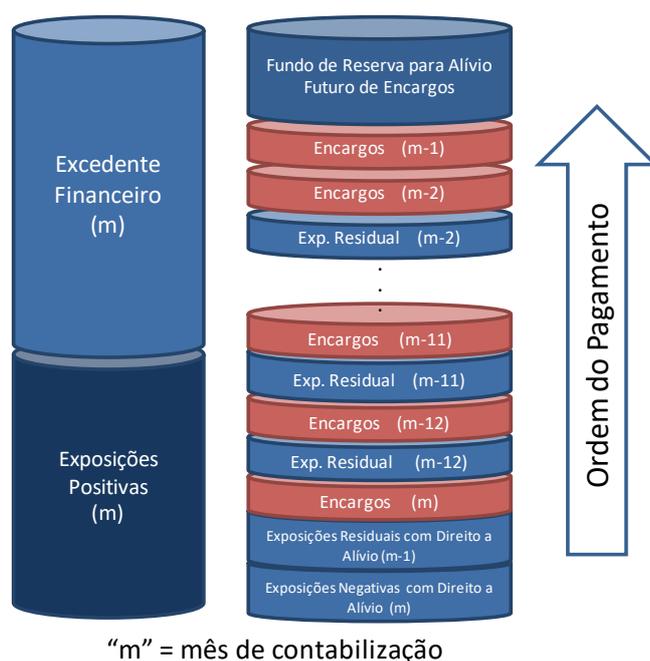


Figura 6: Tratamento do Alívio Retroativo de Encargos e Exposições Negativas

### 1.1.6.

### 1.1.7. Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER

Em cenários de PLD elevado ou com alto volume de geração, o resultado do ACER, que é integralmente destinado para a composição do saldo na CONER, pode motivar a existência de montante nessa conta mais que suficiente para o pagamento de todos os custos incorridos na contratação de Energia de

Reserva. Como a existência de montantes monetários não utilizados nessa conta faz com que esses permaneçam imobilizados até a Liquidação de Energia de Reserva, quando já é identificado que o agente ACER motivará a formação de excedentes na CONER a partir de estimativas de custos futuros, esse montante deve ser lançado a crédito do Usuário de Energia de Reserva na liquidação do MCP.

Tanto os excedentes apurados na Liquidação de Energia de Reserva, como as estimativas de excedentes apuradas com base no resultado do ACER no MCP, são consolidados e considerados no resultado final dos agentes. Agentes que se apresentem como inadimplentes na Liquidação de Energia de Reserva não recebem a restituição, sendo esse valor retornado ao agente ACER, para constituição de saldo na CONER.

#### **1.1.8. Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu**

A contratação da energia referente à geração da usina de Itaipu é definida pelo Decreto 4.550/2002, que regulamenta a comercialização de sua energia elétrica. O referido Decreto institui a Eletrobrás como Agente Comercializador de Itaipu, atribuindo-lhe a responsabilidade pela comercialização da energia gerada pela usina. Os concessionários de distribuição de energia recebem cotas da energia elétrica a serem repassadas pela Eletrobrás.

O Decreto 8.401/2015, que instituiu as Banderas tarifárias, alterou o Decreto 4.550, de forma a atribuir às concessionárias de distribuição, na proporção de suas cotas parte, os riscos hidrológicos associados à geração de Itaipu, considerados os efeitos do MRE. Dessa forma, os valores dos efeitos observados no MCP do balanço energético de Itaipu, os efeitos das exposições financeiras de submercados arcados por Itaipu, e o resultado dos efeitos do MRE são consolidados e repassados para as concessionárias de distribuição na proporção das suas cotas parte.

#### **1.1.9. Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR**

A Lei nº 13.203/2015 estabelece que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

Com isso, os resultados apurados de risco hidrológico das usinas participantes do MRE que optaram em repassar esse risco devem ser assumidos pelos agentes de distribuição no ACR, nos termos da ~~Resolução Normativa 684/2015~~ [regulamentação específica](#), que regulamenta os critérios de anuência e as condições para a repactuação do risco hidrológico. Desta maneira, os valores dos efeitos observados no MCP do balanço energético dessas usinas que optaram pela repactuação e o resultado dos efeitos do MRE são consolidados e repassados para as concessionárias de distribuição, nas devidas proporções de acordo com o produto de repactuação que as usinas optaram e o valor do GSF.

#### **1.1.10. Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por Quantidade de usinas Aptas**

A ausência de redes de distribuição ou transmissão pode acarretar a impossibilidade do escoamento da geração de algumas usinas que estejam localizadas nesta região de atendimento. Para usinas que apresentem contratos no ambiente regulado, a ANEEL possui a atribuição de atestar estas usinas como Aptas a gerar, de forma que as exposições negativas verificadas no Mercado de Curto Prazo - MCP, resultantes da ausência da geração, deverão ser repassadas aos compradores, na proporção de seus

comprometimentos, até a efetiva implantação destas redes. Este tratamento é garantido pelas cláusulas contratuais de alguns leilões de energia, e amparados por regulamentação específica a Resolução Normativa nº 583/13-ANEEL.

#### 1.1.11. Consolidação de Resultados

A consolidação de resultados incorpora, por perfil de agente, no mês de apuração, os seguintes pagamentos e recebimentos, visando o processo de liquidação financeira realizado pela CCEE:

- Mercado de Curto Prazo;
- Compensação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- Ajuste de Exposições;
- Encargos;
- Efeitos da Contratação por Disponibilidade;
- Efeitos da Contratação por Regime de Cotas de Garantia Física;
- Efeitos da Contratação de Energia Nuclear;
- Pagamento de Penalidades;
- Ajuste Mensal de Disputas;
- Ajustes Referente ao Alívio Retroativo;
- Ajuste Decorrente do Processamento do MCSD Ex-post;
- Ajuste Decorrente da Restituição dos Excedentes da CONER;
- Ajuste Decorrente da Contratação de CCER por Quantidade de usinas Aptas;
- Ajuste Decorrente dos Resultados de Itaipu;
- Ajuste Decorrente do Repasse do Risco Hidrológico do ACR.

## 2. Detalhamento das Etapas de Consolidação de Resultados

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Consolidação de Resultados”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Determinação dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

#### Objetivo:

Apurar o efeito da contratação por disponibilidade a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

#### Contexto:

Os contratos por disponibilidade preveem que a receita fixa e os custos variáveis de produção associados à operação das usinas, devem ser repassados às distribuidoras compradoras destes contratos. Em contrapartida, os efeitos contábeis da operação destas usinas no Mercado de Curto Prazo e os encargos recebidos devem ser igualmente repassados às distribuidoras nos termos das disposições contratuais. A Figura 7 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

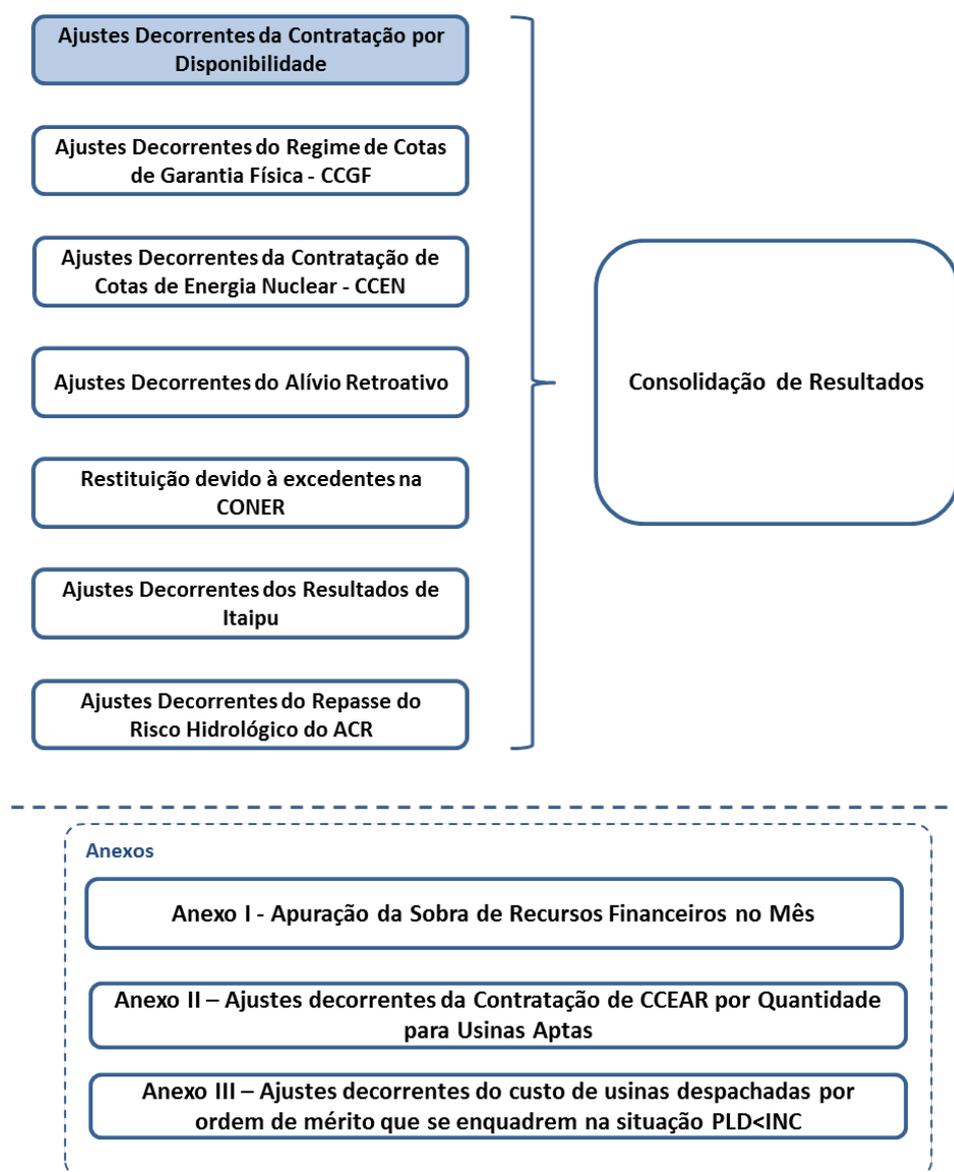


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

### 2.1.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

1. O cálculo do efeito da contratação por disponibilidade no resultado da contabilização dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:
2. O Balanço Energético do Produto é determinado para a usina comprometida com contratos por disponibilidade, de modo a calcular os efeitos no mercado de curto prazo da operação destes empreendimentos. O cálculo do Balanço Energético do Produto depende do tipo de contrato (CCEAR ou CER) firmado:
  - 2.1. Para a usina vinculada a um produto negociado em CCEAR por disponibilidade, exceto CCEAR com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, e CCEARs de usinas a biomassa comprometidas com leilões realizados de 2011 em diante, o Balanço Energético do Produto corresponde à diferença entre a energia gerada para atendimento ao produto e a quantidade de energia vendida em CCEARs por disponibilidade

nesse mesmo produto. Também são considerados no cálculo a energia para atendimento do contrato nos casos de início do período de suprimento do CCEAR em data anterior à entrada em operação comercial da usina. Dessa forma, o Balanço Energético do Produto é expresso por:

$$NET\_PROD_{p,t,l,j} = (G\_PROD_{p,t,l,j} + EAPS_{p,t,l,j}) - \sum_{e \in EPTL} CQ_{e,j}$$

Onde:

$NET\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$EAPS_{p,t,l,j}$  é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 2.2. Para a usina termelétrica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA comprometidas com CCEARs por disponibilidade com obrigação de entrega, e usinas a biomassa comprometidas com CCEARs de leilões realizados de 2011 em diante, o Balanço Energético do Produto corresponde à diferença entre a obrigação de entrega de energia ao produto e a quantidade de energia vendida em CCEARs por disponibilidade nesse mesmo produto, conforme seguinte equação:

$$NET\_PROD_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} (OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} - CQ_{e,j})$$

Onde:

$NET\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 2.3. Para a usina vinculada a um produto negociado em um CER, o Balanço Energético do Produto corresponde à própria energia gerada destinada para atendimento ao produto, expresso por:

$$NET\_PROD_{p,t,l,j} = G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde:

$NET\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

3. Para as usinas termelétricas com CVU comprometidas com CCEAR proveniente de leilões de energia nova realizado de 2016 em diante, o Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP), corresponde à totalização no mês da valoração do Balanço Energético do Produto ao Preço de Liquidação das Diferenças. Além disso em caso de exposição negativa, devido a indisponibilidade forçada ou programada, com relação a obrigação de entrega, nos 3 primeiros anos após entrada em operação comercial, haverá tratamento diferenciado, conforme seguinte expressor:

$$EMCP\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} (NET\_PROD_{p,t,l,j} * PLD_{s,j}) + \sum_{j \in m} EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j}$$

Onde:

$EMCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NET\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

- 3.1. Nos 3 primeiros anos após entrada em operação comercial, eventual exposição negativa do gerador com relação obrigação de entrega ocasionado por indisponibilidade forçada ou programada, é valorada ao gerador com ICB atualizado, sendo as diferenças do distribuidor, conforme as seguintes expressões:

*Para o período de comercialização posterior a entrada da primeira unidade geradora, e inferior ou igual a 3 anos desta data*

$$EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j} = \max(OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,j} - G_{p,j}; 0) * (ICB\_AP_{p,t,l,m} - PLD_{s,j})$$

*Para os demais períodos:*

$$EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto em função da Indisponibilidade nos três primeiros anos de operação comercial de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$ICB\_AP_{p,t,l,m}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado e ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

4. Para as demais usinas, o Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP) do Produto de cada usina comprometida com CCEAR por disponibilidade ou CER, corresponde à totalização no mês da valoração do Balanço Energético do Produto ao Preço de Liquidação das Diferenças. Esse montante é incorporado ao Efeito da Contratação por Disponibilidade do agente para repasse às distribuidoras no processo de consolidação de resultados e é expresso por:

$$EMCP\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} (NET\_PROD_{p,t,l,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$EMCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NET\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Balanço Energético do Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

5. O Total de Encargos Associado ao Produto identifica os encargos atribuídos a cada usina térmica com despacho tipo IA ou IIA vinculada a um contrato por disponibilidade, dada pela Geração destinada ao produto descontada a inflexibilidade contratual. Este total, consolidado no mês de apuração, engloba os encargos recebidos em face de despacho por (i) restrição de operação, (ii) razão de segurança energética, (iii) unit commitment e (iv) o encargo associado à diferença de CVUs em função do despacho diferenciado.
6. Para as usinas térmicas com despacho tipo IA ou IIA comprometidas com os CCEARs por disponibilidade sem obrigação de entrega:

$$TENC\_PROD\_P_{p,t,l,j} = TENC\_PROD\_P\_ON_{p,t,l,j} + TENC\_PROD\_P\_OFF_{p,t,l,j}$$

Onde:

$TENC\_PROD\_P_{p,t,l,j}$  é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$TENC\_PROD\_P\_ON_{p,t,l,j}$  é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-on, unit commitment ou segurança

energética, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

TENC\_PROD\_P\_OFF<sub>p,t,l,j</sub> é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-off, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 6.1. Para usinas que estejam despachadas por restrição de operação constrained-on, unit commitment ou segurança energética, o total de encargos passíveis de repasse será calculado conforme expressão abaixo:

$$TENC\_PROD\_P\_ON_{p,t,l,j} = G\_PROD\_LIQ_{p,t,l,j} * (\max(INC_{p,j} - PLD_{s,j}; 0) - DIF\_INC\_CVU_{p,j})$$

Onde:

TENC\_PROD\_P\_ON<sub>p,t,l,j</sub> é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-on, unit commitment ou segurança energética, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

G\_PROD\_LIQ<sub>p,t,l,j</sub> é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto, descontada a inflexibilidade, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

DIF\_INC\_CVU<sub>p,j</sub> é a Diferença entre o CVU considerado para cálculo de encargos à serem repassados ao produto e o valor utilizado na Receita de Venda da parcela de usina “p”, no período de apuração “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 6.1.1. A geração referente aos encargos passíveis de repasse é calculada pela diferença entre a Geração Destinada para atendimento ao Produto e a Geração Inflexível destinada ao produto, ambas fora da ordem de mérito, conforme expressão abaixo:

$$G\_PROD\_LIQ_{p,t,l,j} = G\_PROD\_NDOMP_{p,t,l,j} - G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j}$$

Onde:

G\_PROD\_LIQ<sub>p,t,l,j</sub> é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto, descontada a inflexibilidade, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

G\_PROD\_NDOMP<sub>p,t,l,j</sub> é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

G\_INFLEX\_NDOMP<sub>p,t,l,j</sub> é a Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

6.1.2. O Encargo associado à Diferença de CVUs representa o valor do encargo que não será repassado aos compradores dos CCEARs por disponibilidade, em razão da diferença entre o CVU que a usina foi despachada e o CVU dos CCEARs. Seu valor será diferente de zero apenas para as usinas devidamente autorizadas pela Aneel e despachadas por encargo pelo ONS a um CVU diferente do definido no CCEAR, e é obtido pela diferença entre o CVU despachado pelo ONS e o CVU dos CCEARs, conforme expressão abaixo:

*Se o ONS despachar a usina, autorizada pela Aneel, por encargo a um CVU diferente do definido no CCEAR*

$$DIF\_INC\_CVU_{p,j} = \max(0; INC_{p,j} - CVU\_CCEAR_{p,j})$$

*Caso contrário*

$$DIF\_INC\_CVU_{p,j} = 0$$

Onde:

$DIF\_INC\_CVU_{p,j}$  é a Diferença entre o CVU considerado para cálculo de encargos à serem repassados ao produto e o valor utilizado na Receita de Venda da parcela de usina “p”, no período de apuração “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$CVU\_CCEAR_{p,j}$  é o Custo variável unitário utilizado para pagamento do CCEAR da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

6.2. Para usinas que estejam despachadas por restrição de operação constrained-off, o total de encargos passíveis de repasse é calculado conforme expressão abaixo:

$$TENC\_PROD\_P\_OFF_{p,t,l,j} = \min(ENC\_CONST\_OFF_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m}; LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j} * \max(0; PLD_{s,j} - INC_{p,j}))$$

Onde:

$TENC\_PROD\_P\_OFF_{p,t,l,j}$  é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, referente à restrição de operação constrained-off, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ENC\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

- 6.2.1. O limite de repasse de encargo por restrição de operação constrained-off representa a diferença da quantidade prevista de geração da usina despachada por encargo e a geração destinada para atendimento ao produto, conforme expressão:

$$LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j} = \max (0; QEA\_REST\_OP\_PROD_{p,t,l,j} - G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j})$$

Onde:

$LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$QEA\_REST\_OP\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada considerada para repasse de encargo, constrained-off, ao produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 6.2.1.1. A quantidade de energia ajustada considerada para cálculo do repasse de encargos, por restrição de operação constrained-off ao produto é determinada conforme expressão:

$$QEA\_REST\_OP\_PROD_{p,t,l,j} = \left( (M\_CONST\_OFF_{p,j} * F\_PDI_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j}) + G\_DOMP_{p,j} \right) * PC\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$QEA\_REST\_OP\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada considerada para repasse de encargo, constrained-off, ao produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$M\_CONST\_OFF_{p,j}$  é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

$G\_DOMP_{p,j}$  é a Geração na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

7. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega proveniente de leilões de energia nova ou existente, a receita de encargos não é repassada para distribuidora.
- 7.1. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de leilões de energia nova ou energia existente, temos:

$$TENC\_PROD\_P_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$TENC\_PROD\_P_{p,t,l,j}$  é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração “j”

8. O Total de Encargos Associado ao Produto concatena o total dos encargos associados ao Produto no mês de referência, e é calculado pelo somatório de todos os períodos de comercialização, conforme expressão:

$$TENC\_PROD_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} TENC\_PROD\_P_{p,t,l,j}$$

Onde:

$TENC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TENC\_PROD\_P_{p,t,l,j}$  é o Total Preliminar de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

9. O Resultado Final da Usina Associado ao Produto consolida os montantes apurados referentes (i) ao efeito no MCP e (ii) aos encargos correspondentes a cada usina comprometida com o produto negociado em cada leilão, no mês de apuração, expresso por:

$$RFU\_PROD_{p,t,l,m} = EMCP\_PROD_{p,t,l,m} + TENC\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFU\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Resultado Final da Usina Associado ao Produto, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EMCP\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TENC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

10. O cálculo do Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto relaciona o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto na proporção em que o comprador foi afetado no MCP devido à contratação (incluindo efeitos diferenciados por leilão), e o Total de Encargos Associado ao Produto na proporção em que a distribuidora tem contratos com a usina que motivou os encargos, com o objetivo de determinar os efeitos do CCEAR por disponibilidade ou CER sob a óptica do comprador. O Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto é expresso por:

*Para usinas termelétricas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante:*

$$\begin{aligned} RFUC\_PROD_{a,p,t,l,m} &= (REC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} + REC\_PROD\_C\_3A_{a,p,t,l,m} + REC\_ATR\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} \\ &- REQ\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}) + TENC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} \end{aligned}$$

Para as demais usinas:

$$RFUC\_PROD_{a,p,t,l,m} = (REC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} + REC\_ATR\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} - REQ\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}) + TENC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$RFUC\_PROD_{a,p,t,l,m}$  é o Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Recurso Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REC\_PROD\_C\_3A_{a,p,t,l,m}$  é o Recurso Associado ao Comprador do Produto nos 3 Primeiros Anos, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REC\_ATR\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Recurso Associado ao Comprador do Produto Vinculado ao Atraso, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$REQ\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Requisito Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$TENC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Total de Encargos Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

10.1. Para os CCEARs por Disponibilidade e CERs, o Recurso Associado ao Comprador do Produto é determinado pela Geração entregue ao produto, ou ainda obrigação de entrega, aplicado o respectivo fator de comprometimento, conforme seguinte equação:

$$REC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} \left( G\_PROD_{p,t,l,j} + \sum_{e \in EPTL} OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} \right) * PLD_{s,j} \right) * F\_CPROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Recurso Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente "a", comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina "p", negociada no produto "t", do leilão, "l", no mês de apuração "m"

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$F\_CPROD_{a,p,t,l,m}$  é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente “a”, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

10.1.1. O Fator de Comprometimento com o Produto é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade em relação à soma de CCEAR/CER, vinculados a uma usina, de um determinado produto e leilão, expresso por:

*Caso o perfil de agente “a” seja o Agente associado à Contratação da Energia de Reserva (ACER), então:*

$$F\_CPROD_{a,p,t,l,m} = 1$$

*Caso o perfil de agente “a” seja o comprador de CCEAR, então:*

*Se usina “p” for biomassa comprometidas com CCEAR antes de 2011, usinas térmicas com modalidade de despacho IA e IIA sem obrigação de entrega, e usinas eólica comprometidas com CCEAR:*

$$F\_CPROD_{a,p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in ECA} \sum_{j \in m} G\_CTR_{p,t,l,e,j}}{\sum_{e \in EPTL} \sum_{j \in m} G\_CTR_{p,t,l,e,j}}$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_CPROD_{a,p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in ECA} OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}}{\sum_{e \in EPTL} OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$F\_CPROD_{a,p,t,l,m}$  é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente “a”, referente à parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_CTR_{p,t,l,e,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”

$OBE\_M\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é a Obrigação Mensal de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“e” representa o contrato CCEAR por Disponibilidade, que o perfil de agente “a” é comprador

10.2. Para os CCEARs por Disponibilidade, o Recurso Associado ao Comprador do Produto Vinculado ao Atraso é determinado conforme a Energia em Atraso, aplicado o respectivo fator de comprometimento, conforme seguinte equação:

$$REC\_ATR\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} = \sum_{e \in ECA} \left( \left( \sum_{j \in m} EAPS_{p,t,l,j} * PLD_{s,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$REC\_ATR\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Recurso Associado ao Comprador do Produto Vinculado ao Atraso, para cada perfil de agente “a”, comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$EAPS_{p,t,l,j}$  é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

10.3. Para usinas termelétricas com CVU comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2016 em diante, nos 3 primeiros anos após entrada em operação comercial, eventual exposição negativa do gerador com relação obrigação de entregam ocasionado por indisponibilidade forçada ou programada, é valorada ao gerador com ICB atualizado, ficando os distribuidores compradores com as diferenças, conforme seguinte expressão:

$$REC\_PROD\_C\_3A_{a,p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j} \right) * F\_CPROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_PROD\_C\_3A_{a,p,t,l,m}$  é o Recurso Associado ao Comprador do Produto nos 3 Primeiros Anos, para cada perfil de agente “a”, comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$EMCP\_PROD\_IFP\_3A_{p,t,l,j}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto em função da Indisponibilidade nos três primeiros anos de operação comercial de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, por período de comercialização “j”

$F\_CPROD_{a,p,t,l,m}$  é o Fator de Comprometimento com o Produto, do perfil de agente “a”, referente à parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 10.4. Para os CCEARs por Disponibilidade, o Fator de Comprometimento com o Produto é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade em relação à soma de CCEAR, vinculados a uma usina, de um determinado produto e leilão, expresso por:

$$REQ\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} = \sum_{e \in ECA} \left( \left( \sum_{j \in m} \sum_{e \in EPTL} CQ_{e,j} * PLD_{s,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$REQ\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Requisito Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente “a”, comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

- 10.5. Para os CCEARs por Disponibilidade, o Fator de Comprometimento com o Produto é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade em relação à soma de CCEAR, vinculados a uma usina, de um determinado produto e leilão, expresso por:

$$TENC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m} = \sum_{e \in ECA} (TENC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$TENC\_PROD\_C_{a,p,t,l,m}$  é o Total de Encargos Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente “a”, comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$TENC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Total de Encargos Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

11. A determinação do Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador consolida os Resultados Finais das Usinas Associados ao Comprador dos Produtos negociados, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$ECDC_{a,m} = \sum_{p \in PCA} RFUC\_PROD_{a,p,t,l,m}$$

Onde:

$ECDC_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RFUC\_PROD_{a,p,t,l,m}$  é o Resultado Final da Usina Associado ao Comprador do Produto, para cada perfil de agente “a”, comprador de CCEAR por disponibilidade ou CER, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

“PCA” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, comprometidas com contratos por disponibilidade, onde o perfil de agente “a”, é o comprador do contrato por disponibilidade

12. A determinação do Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Vendedor consolida, para o agente proprietário das usinas, os Resultados Finais das Usinas Comprometidas com os Produtos negociados, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$ECDV_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} RFU\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$ECDV_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Vendedor, para cada perfil de agente, “a”, no mês de apuração “m”

$RFU\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Resultado Final da Usina Associado ao Produto, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

13. O Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa o repasse, aos compradores de contratos por disponibilidade, dos resultados obtidos tanto na operação no curto prazo quanto com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos. O Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER é dado pela diferença entre o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador e para o Vendedor, expresso por:

$$ECD_{a,m} = ECDC_{a,m} - ECDV_{a,m}$$

Onde:

$ECD_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECDC_{a,m}$  é Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Comprador, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECDV_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER para o Vendedor, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### 2.1.2. Dados de Entrada dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável unitário para pagamento do CCEAR</b>		
<b>CVU_CCEAR<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Custo variável unitário utilizado para pagamento do CCEAR da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>EAPS<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia correspondente à parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, que não atende o CCEAR em função do atraso na entrada em operação comercial do empreendimento, ou por ocorrência de suspensão de unidades geradoras, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off</b>		
<b>ENC_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Encargo por Restrição de Operação Constrained-Off da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos

	(Encargos por Restrição de Operação)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Abatimento das Perdas Internas

<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Rateio de Contratos

<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da parcela variável dos empreendimentos e pagamento da receita de venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Final da Usina

<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração na Ordem de Mérito

<b>G_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível</b>		
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Contrato</b>		
<b>G_CTR<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de apuração “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>		
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica “p”, com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por

		período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Horária associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato com a distribuidora "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (C�culo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no m�s de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (C�culo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenç�s</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenç�s
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Montante de geração frustrada por Constrained-Off</b>		
<b>M_CONST_OFF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração associada a Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Fatores de Perdas da Rede Básica de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade

<b>Efeito do CCEAR por Disponibilidade ou CER</b>		
<b>ECD<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEAR por Disponibilidade ou CER. Considera os resultados dos cálculos de balanço energético e encargos, vinculados às usinas comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.2. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

### Objetivo:

Apurar o efeito da contratação pelo regime de cota de garantia física relacionados ao Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

### Contexto:

Os CCGFs preveem que a receita fixa e os custos variáveis de produção associados à operação das usinas, devem ser repassados às distribuidoras cotistas destes contratos. Em contrapartida, os efeitos contábeis da operação destas usinas no Mercado de Curto Prazo, Encargos recebidos e Exposições Financeiras devem ser igualmente repassados às distribuidoras nos termos das disposições contratuais. A **Figura 8** situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

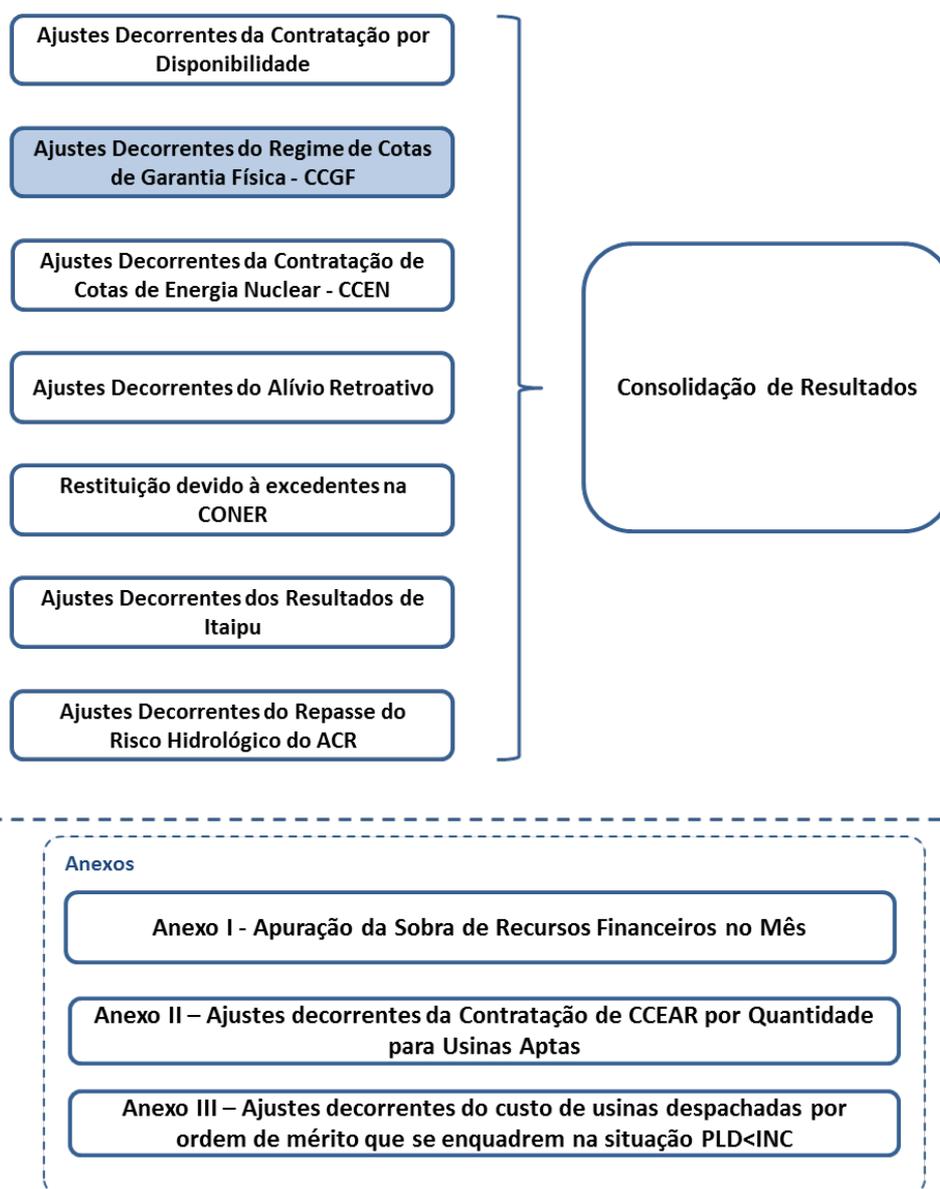


Figura 8: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

### Detalhamento dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

O cálculo do efeito da contratação por regime de cota de garantia física no resultado da contabilização dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

### 2.2.1. Resultados do Agente Vendedor de CCGF

Esta etapa consolida os resultados financeiros do agente vendedor de CCGF. Os efeitos do Mercado de Curto Prazo para cada agente vendedor corresponde ao total de efeitos repassados aos agentes cotistas, conforme segue abaixo:

14. O Resultado Preliminar do agente Vendedor decorrente do Resultado no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física – CCGF corresponde a Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de Cota de Garantia Física abatendo o Consumo de Geração Final e a Quantidade Contratada, valorada ao Preço de Liquidação das Diferenças no submercado de origem da usina, expresso por:

$$RPU\_MCP_{p,m} = \sum_{j \in m} \sum_s \left( \left( (G\_CCGF\_TOT_{p,s,j} - CGF_{p,j}) - \sum_{e \in EPCCGF} CQ_{e,j} \right) * PLD_{s,j} \right)$$

Onde:

$RPU\_MCP_{p,m}$  é o Resultado Preliminar da parcela de usina “p” comprometida com CCGF no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente vendedor “a”, no mês de apuração “m”

$G\_CCGF\_TOT_{p,s,j}$  é a Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de cota de garantia física da parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CGF_{p,j}$  é o Consumo de Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, do submercado “s”, por período de comercialização “j”

“a” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

“EPCCGF” é o conjunto de contratos de compra CCGF “e”, pertencentes à parcela de usina “p”, do perfil cotista “a”

#### Importante:

O Consumo de Geração Final e os contratos CCGFs pertencentes à parcela de usina “p”, possuem valores apenas no submercado da usina.

15. O Resultado Preliminar do agente Vendedor decorrente do Resultado no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física – CCGF é expresso por:

$$RPV\_MCP_{a,m} = \sum_{p \in a} RPU\_MCP_{p,m}$$

Onde:

$RPV\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente vendedor “a”, no mês de apuração “m”

$RPU\_MCP_{p,m}$  é o Resultado Preliminar da parcela de usina “p” comprometida com CCGF no Mercado de Curto Prazo “”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

16. O Resultado Final da Usina Comprometida com Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF é expresso por:

$$RFUV\_CCGF_{a,m} = COMPENSAÇÃO\_MRE_{a,m} + RPV\_MCP_{a,m} + TAJ\_EF_{a,m} + TAJ\_AR_{a,m} + R\_ENC\_CS_{a,m}$$

Onde:

$RFUV\_CCGF_{a,m}$  é o Resultado Final da Usina Comprometida com CCGF do perfil de agente vendedor “a”, no mês de apuração “m”

$COMPENSAÇÃO\_MRE_{a,m}$  é a Compensação do MRE do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$RPV\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente vendedor “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_EF_{a,m}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_AR_{a,m}$  é o Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

### 2.2.2. Resultados do Agente Comprador de CCGF

Esta etapa busca ponderar os resultados para o cotista pelo fator de cotas, conforme segue abaixo:

17. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados:

- 17.1. O Resultado Preliminar do MRE para o agente cotista referente ao contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o resultado da Compensação do MRE com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC\_MRE_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (COMPENSAÇÃO\_MRE_{a^*,m} * F\_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$RPC\_MRE_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do MRE do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$COMPENSAÇÃO\_MRE_{a^*,m}$  é a Compensação do MRE do perfil de agente “a\*”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“a” é o perfil de agente cotista

“a\*” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

18. O Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP) de cada distribuidora cotista corresponde ao efeito total no Mercado de Curto Prazo de todas as usinas comprometidas com CCGFs no montante correspondente a sua cota parte, sendo expresso por:

$$EMCP\_CCGF_{a,m} = \sum_{PCCGF} (RPU\_MCP_{p,m} * F\_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$EMCP\_CCGF_{a,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física para cada perfil de agente cotista “a”, no mês de referência “m”

$RPU\_MCP_{p,m}$  é o Resultado Preliminar da parcela de usina “p” comprometida com CCGF no Mercado de Curto Prazo “m”, no mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“PCCGF” é o conjunto de usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física

- 18.1. O Resultado Preliminar do Cotista decorrente de Ajustes de Exposições Financeiras do contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o Total de Ajustes de Exposições Financeiras com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC\_EF_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (TAJ\_EF_{a^*,m} * F\_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$RPC\_EF_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_EF_{a^*,m}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a\*”, no mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“a” é o perfil de agente cotista

“a\*” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

18.2. O Resultado Preliminar do Cotista decorrente de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo do contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo do agente proprietário da usina com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC\_AR_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (TAJ\_AR_{a^*,m} * F\_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$RPC\_AR_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_AR_{a,m}$  é o Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“a” é o perfil de agente cotista

“a\*” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

18.3. O Resultado Preliminar referente a Encargos por Compensação Síncrona repassados para o agente cotista, decorrente do contrato de cota de garantia física – CCGF relaciona o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona com o Fator de Rateio de Cota de Garantia Física, expresso por:

$$RPC\_ENC\_CS_{a,m} = \sum_p \sum_{a^*} (R\_ENC\_CS_{a^*,m} * F\_CCGF_{a,p,f})$$

Onde:

$RPC\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Encargos de Compensação Síncrona do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$R\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona, do perfil do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“a” é o perfil de agente cotista

“a\*” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” participante do regime de cotas de garantia física

19. O Resultado Final do Rateio de Cotas do Comprador comprometido com contrato de cota de garantia física – CCGF é expresso por:

$$RFUC\_CCGF_{a,m} = RPC\_MRE_{a,m} + EMCP\_CCGF_{a,m} + RPC\_EF_{a,m} + RPC\_AR_{a,m} + RPC\_ENC\_CS_{a,m}$$

Onde:

$RFUC\_CCGF_{a,m}$  é o Resultado Final do Rateio de Cotas do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RPC\_MRE_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do MRE do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$EMCP\_CCGF_{a,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do contrato de cota de garantia física para cada perfil de agente cotista “a”, no mês de referência “m”

$RPC\_EF_{a,m}$  é o Resultado Preliminar dos Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RPC\_AR_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RPC\_ENC\_CS_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Encargos de Compensação Síncrona do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente cotista

### 2.2.3. Efeito do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

20. A etapa do efeito do contrato de cota de garantia física – CCGF busca aferir o resultado final para o agente gerador e o agente cotista, conforme segue abaixo.
21. O Efeito do CCGF compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa o repasse, aos compradores de contratos CCGF, dos resultados obtidos tanto na operação no MRE, mercado de curto prazo, tratamento de exposições, e encargos de compensação síncrona e segurança energética com relação aos vendedores desses contratos. O Efeito do CCGF é dado pelo Resultado Final do Rateio de Cotas do agente cotista e o Resultado Final do Rateio de Cotas do Vendedor, expresso por:

$$ECCGF_{a,m} = RFUC\_CCGF_{a,m} - RFUV\_CCGF_{a,m}$$

Onde:

$ECCGF_{a,m}$  é o Efeito do CCGF, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RFUC\_CCGF_{a,m}$  é o Resultado Final do Rateio de Cotas do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RFUV\_CCGF_{a,m}$  é o Resultado Final da Usina Comprometida com CCGF do perfil de agente vendedor “a”, no mês de apuração “m”

### 2.2.4. Dados de Entrada da Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF

Quantidade Modulada do Contrato		
$CQ_{e,j}$	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração destinada ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>G_CCGF<sub>a,p,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Geração destinado ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>CG_CCGF<sub>a,p,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>G_CCGF_TOT<sub>p,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Total Disponível para Atendimento ao Contrato de cota de garantia física da parcela de usina “p”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Consumo da Geração Final da Usina</b>		
<b>CGF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Consumo associado a uma parcela de usina “p” ajustado, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física</b>		
<b>F_CCGF<sub>a,p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo</b>		
<b>TAJ_AR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente “a”, para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração (“m-12” a “m-1”). É calculado por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Total de Ajustes de Exposições Financeiras</b>		
<b>TAJ_EF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

<b>Compensação do MRE</b>		
<b>COMPENSAÇÃO_M RE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil de agente "a", referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MRE (Cálculo da Compensação da Geração no MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona</b>		
<b>R_ENC_CS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Recebimento por Encargo de Compensação Síncrona do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Consolidação de Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.2.5. Dados de Saída da Determinação dos Ajustes Decorrentes do Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF

<b>Efeito do CCGF</b>		
<b>ECCGF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCGF. Considera os resultados dos cálculos dos obtidos tanto na operação no MRE, mercado de curto prazo,

	tratamento de exposições e encargos de compensação síncrona e CAR com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.3. Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Contratos de Cota de Energia Nuclear – CCEN

#### Objetivo:

Apurar o efeito da contratação de energia nuclear a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

#### Contexto:

Os CCENs preveem que a receita fixa e os custos variáveis de produção associados à operação das usinas, devem ser repassados às distribuidoras, contrapartes destes contratos. Os efeitos contábeis da operação destas usinas no Mercado de Curto Prazo, Exposições Financeiras e Encargos recebidos devem ser igualmente repassados às distribuidoras nos termos das disposições contratuais. A [Figura 9](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

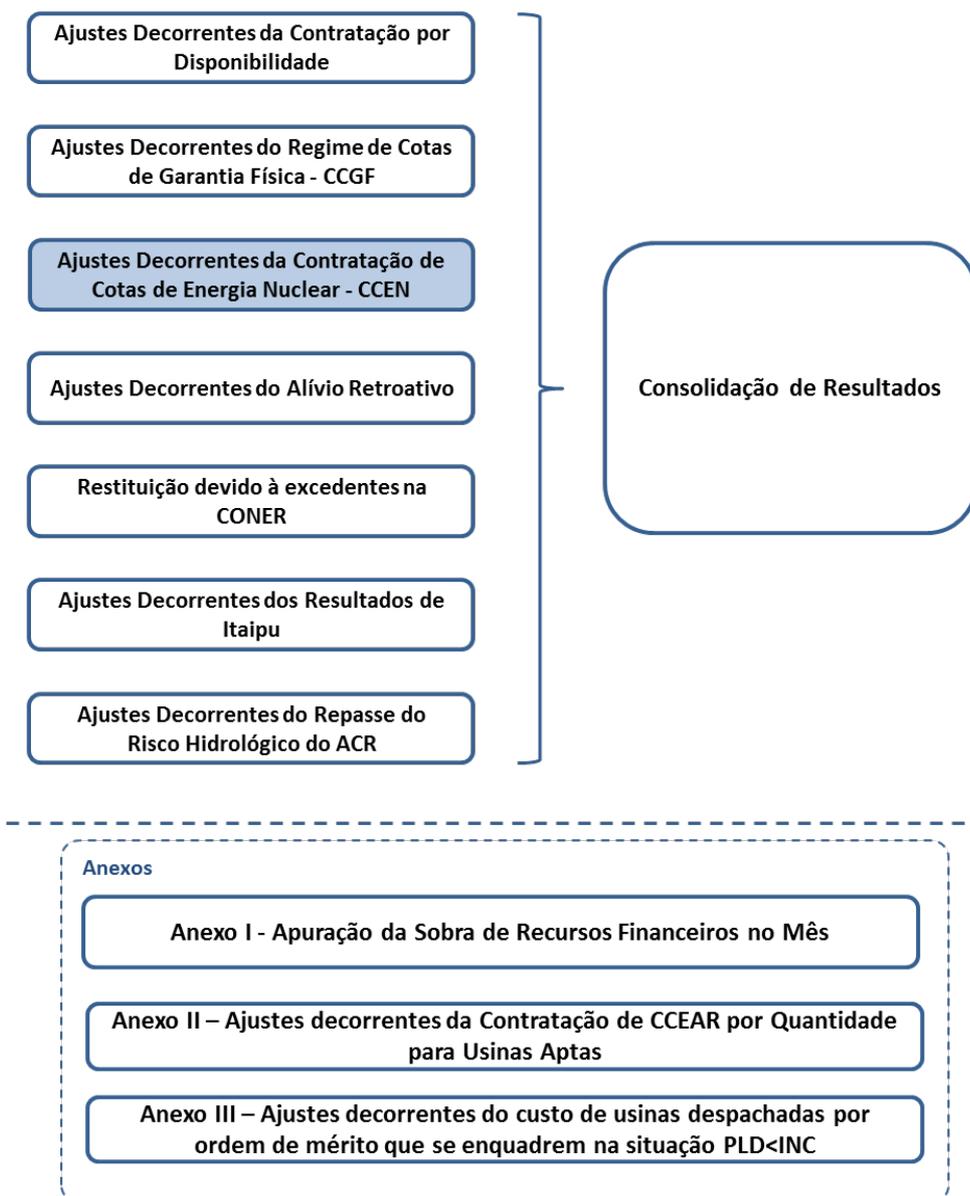


Figura 9: Geral do Módulo de Regras: Consolidação

### 2.3.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação de Energia Nuclear

O cálculo do efeito da contratação de energia nuclear no resultado da contabilização dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

22. O Balanço Energético corresponde à diferença entre o produto da energia gerada para atendimento aos contratos e o consumo de geração e a quantidade de energia comprometida em contratos. Dessa forma, o Balanço Energético do agente cotista é expresso por:

$$NET\_CCEN_{a,s,j} = (G\_CCEN_{a,s,j} - CG\_CCEN_{a,s,j}) - \sum_{EDCCEN} CQ_{e,j}$$

Onde:

$NET\_CCEN_{a,s,j}$  é o Balanço Energético de cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$G\_CCEN_{a,s,j}$  é a Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CG\_CCEN_{a,s,j}$  é a o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EDCCEN” é o conjunto de contratos de compra CCEN “e”, do perfil de agente cotista “a”, no submercado “s”

“a” é o perfil de agente do distribuidor cotista

23. O Efeito no Mercado de Curto Prazo (MCP) de cada usina comprometida com CCEN corresponde ao montante mensal do Balanço Energético da usina valorado ao Preço de Liquidação das Diferenças. Esse montante é incorporado ao Efeito da Contratação de Energia Nuclear do agente para repasse às distribuidoras no processo de consolidação de resultados e é expresso por:

$$RPCA\_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET\_CCEN_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$RPCA\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$NET\_CCEN_{a,s,j}$  é o Balanço Energético de cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Energia Nuclear, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, do submercado “s”, por período de comercialização “j”

### 2.3.2. Resultado Preliminar do Rateio de Cotas do Cotista

A etapa do resultado preliminar do rateio de cotas dos agentes cotistas, busca ponderar os resultados para o cotista pelo fator de cotas, conforme segue abaixo.

24. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados:
- 24.1. O Resultado Preliminar do Cotista decorrente de Ajustes de Exposições Financeiras dos Contratos Cota de Energia Nuclear relaciona o Total de Ajustes de Exposições Financeiras com o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear, expresso por:

$$RPCA\_EF_{a,m} = TAJ\_EF_{a*,m} * F\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RPCA\_EF_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Ajustes de Exposições Financeiras para o perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_EF_{a,m}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente gerador vendedor de CCEN “a”, no mês de apuração “m”

$F\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de apuração “m”

“a\*” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

“a” é o perfil de agente do distribuidor cotista

24.2. O Total de Encargos Associado aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear atribuídos aos agentes cotistas, consolidado no mês de apuração, engloba os encargos recebidos em face de despacho por (i) restrição de operação e (ii) razão de segurança energética, e relaciona com o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear, expresso por:

$$RPCA\_ENC_{a,m} = ENCARGOS_{a,m} * F\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RPCA\_ENC_{a,m}$  é o Total de Encargos Associado aos Contratos de Cota de Energia Nuclear de cada perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$ENCARGOS_{a,m}$  é o Total de Encargos Consolidado do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cota de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

24.3. O Resultado Final do Rateio de Cotas do Comprador comprometido com o Contrato de Cota de Energia Nuclear, é expresso por:

$$RFAC\_CCEN_{a,m} = RPCA\_MCP_{a,m} + RPCA\_EF_{a,m} + RPCA\_ENC_{a,m}$$

Onde:

$RFAC\_CCEN_{a,m}$  é o Resultado Final do Rateio de Cotas de CCEN do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RPCA\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RPCA\_EF_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Ajustes de Exposições Financeiras para o perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

$RPCA\_ENC_{p,m}$  é o Total de Encargos Associado aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

### 2.3.3. Resultado Preliminar do Rateio de Cotas de Energia Nuclear para Angra

A etapa do resultado preliminar do agente Angra, busca ponderar os resultados para o agente vendedor, conforme segue abaixo.

24.4. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados:

24.5. O Resultado Preliminar do agente Angra decorrente do Resultado no Mercado de Curto Prazo dos contratos de Cotas de Energia Nuclear, é expresso por:

$$RPA\_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$RPA\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente de angra “a”, no mês de apuração “m”

$NET_{a,s,j}$  é o Balanço Energético do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

24.6. O Resultado Final da Usina de Angra Associado aos CCEN consolida os montantes apurados referentes (i) ao efeito no MCP, (ii) ajustes de exposições financeiras e (iii) aos encargos correspondentes a cada usina, no mês de apuração, expresso por:

$$RFIN\_CCEN_{a,m} = RPA\_MCP_{a,m} + TAJ\_EF_{a,m} + ENCARGOS_{a,m}$$

Onde:

$RFIN\_CCEN_{a,m}$  é o Resultado Final do perfil de agente de angra “a”, no mês de apuração “m”

$RPA\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Mercado de Curto Prazo do perfil de agente de angra “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_EF_{a,m}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENCARGOS_{a,m}$  é o Total de Encargos Consolidado, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

#### 2.3.4. Efeito dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN

A etapa do efeito dos contratos de Cotas de Energia Nuclear busca aferir o resultado final para o agente gerador e o agente cotista, conforme segue abaixo.

25. O Efeito do CCEN compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa o repasse aos compradores de contratos CCEN, dos resultados obtidos tanto no mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos. O Efeito do CCEN é dado pelo Resultado Final do Rateio de Cotas do agente cotista e o Resultado Final do Rateio de Cotas do Vendedor, expresso por:

$$ECCEN_{a,m} = RFAC\_CCEN_{a,m} - RFIN\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$ECCEN_{a,m}$  é efeito do CCEN para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RFIN\_CCEN<sub>a,m</sub> é o Resultado Final do Rateio de Cotas de CCEN do perfil de agente gerador vendedor de CCEN “a”, no mês de apuração “m”

RFAC\_CCEN<sub>a,m</sub> é o Resultado Final do Rateio de Cotas de CCEN do perfil de agente cotista “a”, no mês de apuração “m”

### 2.3.5. Dados de Entrada para Determinação dos Ajustes da Contratação de Energia Nuclear - CCEN

<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
<b>G_CCEN<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo de Geração dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
<b>CG_CCEN<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a”, por meio dos Contratos de Cota de Energia Nuclear no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Montante de Energia Nuclear</b>		
<b>F_CCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio do Montante de Energia Nuclear do perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Ajustes de Exposições Financeiras</b>		
<b>TAJ_EF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente “a” face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero
<b>Balanço Energético do Agente</b>		
<b>NET<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	O Balanço Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente “a”, por submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanço Energético (Cálculo do Balanço Energético)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Encargos Consolidado</b>		
<b>ENCARGOS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês “m”, para o perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.3.6. Dados de Saída para Determinação dos Ajustes da Contratação de Energia Nuclear - CCEN

	<b>Efeito do CCEN</b>	
<b>ECCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEN. Considera os resultados dos cálculos obtidos tanto no mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.4. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

#### Objetivo:

Estabelecer os ajustes na contabilização dos agentes da CCEE necessários para cobertura retroativa de exposições financeiras negativas e de valores de encargos já liquidados.

#### Contexto:

~~A redação dada para o inciso VI do art. 2º da Resolução ANEEL nº 446/2002, conferida pela Resolução Normativa nº 293/2007 estabelece que, a~~ Após a compensação das exposições negativas residuais do mês anterior e a redução dos montantes de ESS do mês corrente, os saldos positivos do excedente financeiro e das exposições positivas dos agentes serão destinados para compensação das exposições negativas residuais e de ESS dos 12 meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês ‘m-12’ ao mês ‘m-2’, finalizando com pagamento de ESS do mês ‘m-1’. A ~~Figura 10~~ **Figura 10** relaciona a etapa de cálculo desses ajustes em relação ao Módulo de Regras “Consolidação de Resultados”:

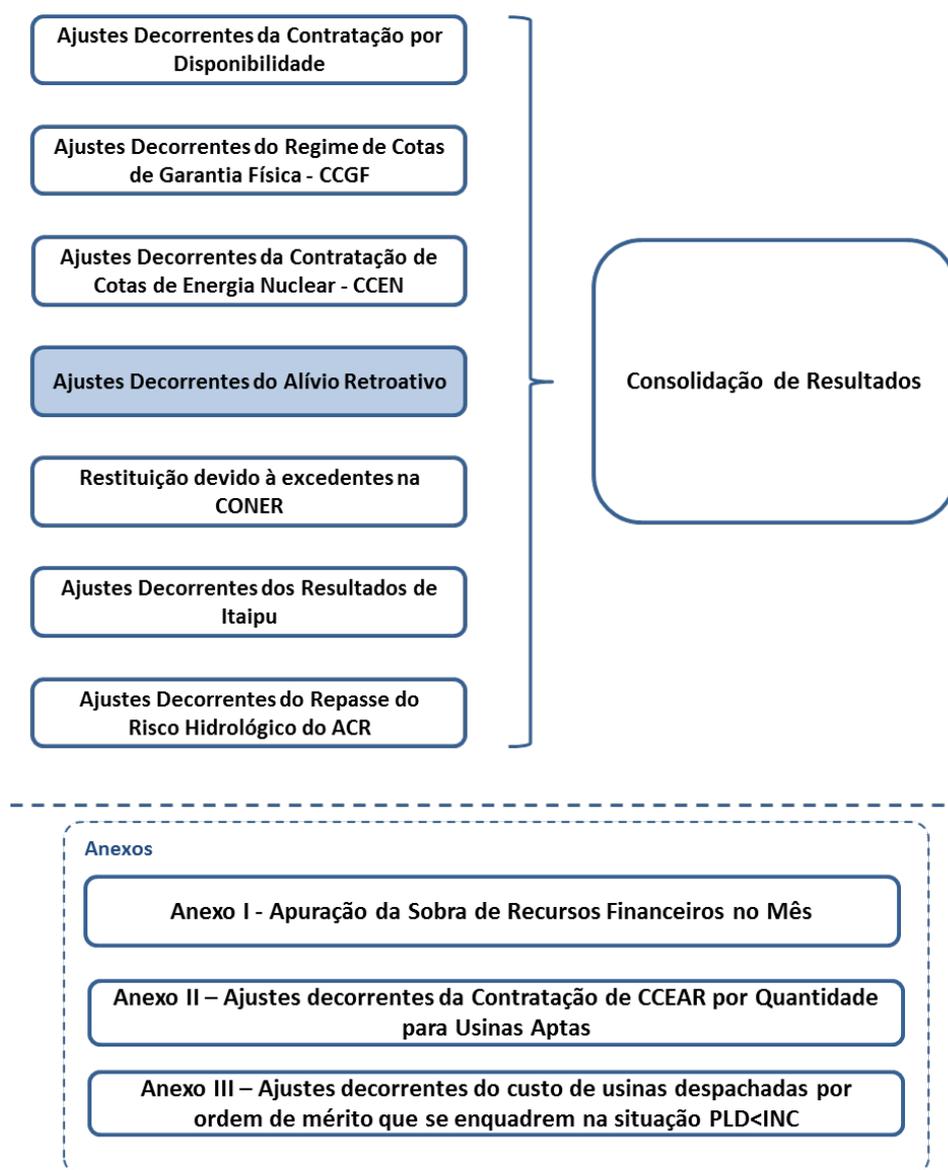


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

#### 2.4.1. Detalhamento do Cálculo dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

O cálculo dos ajustes para alívio retroativo de exposições financeiras negativas e encargos dos agentes é formado pelo seguinte conjunto de comandos e expressões:

26. O Alívio Retroativo não é processado em recontabilizações, dessa forma, os cálculos presentes nessa subseção assumirão os mesmos valores do último processamento válido.
27. Os recursos financeiros residuais formados pelos saldos positivos do excedente financeiro e pelas exposições positivas dos agentes, após a compensação das exposições negativas residuais do mês anterior e a redução dos montantes de ESS do mês corrente, devem ser usados para compensação das exposições negativas residuais e de encargos relativos aos doze meses anteriores de forma intercalada, ordenados do mês m-12 a m-2, finalizando com pagamento dos encargos do mês m-1.

### Alívios Retroativos Referentes às Exposições Financeiras

28. A obtenção do Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas relativo ao mês de referência, calculado no mês de apuração, define o montante financeiro a ser utilizado para formação dos ajustes decorrentes do alívio retroativo nos termos da regulamentação vigente. Sendo assim:

*Se o mês de referência para o alívio, “mr”, corresponder ao “m-12”, então;*

$$RD\_AR\_EF_{m,mr} = RD\_AR12_m$$

*Caso contrário;*

$$RD\_AR\_EF_{m,mr} = RD\_AR\_ENC_{m,mr-1} - RU\_AR\_ENC_{m,mr-1}$$

Onde:

$RD\_AR\_EF_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RD\_AR12_m$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior, no mês de apuração “m”

$RD\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RU\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

29. O cálculo do Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, relativo a cada mês de referência para alívio retroativo, é realizado com base no Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, limitado pelo Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo, conforme a seguinte expressão:

$$RU\_AR\_EF_{m,mr} = \min(RD\_AR\_EF_{m,mr}; TEF\_N\_LFAR_{m,mr})$$

Onde:

$RU\_AR\_EF_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RD\_AR\_EF_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$TEF\_N\_LFAR_{m,mr}$  é o Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

29.1. O Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo corresponde à soma das Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo de todos os agentes, para cada mês de referência do alívio retroativo, no mês de apuração, e é expresso por:

$$TEF\_N\_LFAR_{m,mr} = \sum_a EF\_N\_LFAR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TEF\_N\_LFAR_{m,mr}$  é o Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$EF\_N\_LFAR_{a,m,mr}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

29.1.1. O cálculo da Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do agente, referente ao mês de referência para alívio retroativo, apura as exposições financeiras negativas ainda pendentes de cobertura no mês de apuração, após os ajustes observados ao longo do período de doze meses. A Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo é expressa por:

$$EF\_N\_LFAR_{a,m,mr} = \max\left(0; (EF\_N\_LF_{a,mr} - TAJ\_EF\_AR_{a,m,mr})\right)$$

Onde:

$EF\_N\_LFAR_{a,m,mr}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$EF\_N\_LF_{a,mr}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final do perfil de agente “a”, no mês de referência para o cálculo do alívio retroativo “mr”

$TAJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$  é o Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

29.1.1.1. O Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo do agente, calculado no mês de apuração e relativo ao mês de referência para alívio retroativo, corresponde ao montante utilizado para alívio das exposições negativas remanescentes do agente em cada mês compreendido no intervalo dos doze meses anteriores ao mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$TAJ\_EF\_AR_{a,m,mr} = \left( \sum_{m \in MMR} AJ\_EF\_AR_{a,m,mr} \right) + AJ\_AEFA_{a,mr+1}$$

Onde:

$TAJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$  é o Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

$AJ\_AEFA_{a,m}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“MMR” é o conjunto de meses “m” para o qual se tenha calculado alívio associado ao mês de referência para o alívio retroativo “mr”

**Observação:**

Quando o mês de referência para o alívio, identificado por “mr”, corresponder ao “m-1”, não existe Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo ( $AJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$ ) calculado, ou seja, o Total de Ajuste das Exposições Financeiras para o Alívio Retroativo ( $TAJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$ ) corresponderá ao Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior ( $AJ\_AEFA_{a,m}$ ), calculado no próprio mês de apuração “m”.

30. O Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo distribui o Recurso Financeiro Utilizado para Alívio Retroativo na proporção das Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo de cada agente em relação ao total. O Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo é calculado no mês de apuração, para cada mês de referência do alívio retroativo e é expresso por:

$$AJ\_EF\_AR_{a,m,mr} = \frac{EF\_N\_LFAR_{a,m,mr}}{TEF\_N\_LFAR_{m,mr}} * RU\_AR\_EF_{m,mr}$$

Onde:

$AJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$  é o Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

$EF\_N\_LFAR_{a,m,mr}$  é a Exposição Financeira Negativa Líquida Final para Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$TEF\_N\_LFAR_{m,mr}$  é o Total de Exposições Financeiras Negativas Líquidas Finais para Alívio Retroativo no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RU\_AR\_EF_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

### Alívios Retroativos Referentes aos Encargos

31. A determinação dos Recursos Disponíveis para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos resulta da diferença entre o recurso disponível e o recurso utilizado para alívio retroativo das exposições financeiras. O Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos é calculado no mês de apuração, relativo ao mês de referência para alívio retroativo e expresso por:

$$RD\_AR\_ENC_{m,mr} = RD\_AR\_EF_{m,mr} - RU\_AR\_EF_{m,mr}$$

Onde:

$RD\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RD\_AR\_EF_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RU\_AR\_EF_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo das Exposições Financeiras Negativas, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

32. O cálculo do Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, relativo a cada mês de referência para alívio retroativo, é realizado com base nos Recursos Disponíveis para Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, limitado pelo Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$RU\_AR\_ENC_{m,mr} = \min(RD\_AR\_ENC_{m,mr}; TPA\_ENC\_AR_{m,mr})$$

Onde:

$RU\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RD\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$TPA\_ENC\_AR_{m,mr}$  é o Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

32.1. O Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo corresponde à soma dos Pagamentos de Encargos Ajustados para Alívio Retroativo de todos os agentes, para cada mês de referência do alívio retroativo, no mês de apuração, e é expresso por:

$$TPA\_ENC\_AR_{m,mr} = \sum_a PA\_ENC\_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TPA\_ENC\_AR_{m,mr}$  é o Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$PA\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

32.1.1. O cálculo do Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do agente, referente ao mês de referência para alívio retroativo, apura os encargos pagos, passíveis de alívio retroativo, ainda pendentes de cobertura no mês de apuração, após os ajustes observados ao longo do período de doze meses. O Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo é expressa por:

$$PA\_ENC\_AR_{a,m,mr} = \max\left(0; (TP\_ENC\_AR_{a,mr} - TAJ\_ENC\_AR_{a,m,mr})\right)$$

Onde:

$PA\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é o Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$TP\_ENC\_AR_{a,mr}$  é o Total de Pagamento de Encargos Passível de Alívio Retroativo, do perfil de agente “a”, no mês de referência para o cálculo do alívio retroativo “mr”

$TAJ\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é o Total de Ajuste do Pagamento de Encargos para o Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, referente ao mês de referência para o alívio “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

### **Importante:**

O perfil de agente da classe de Importação/Exportação não fará jus ao recebimento de alívio retroativo para os meses que tiver exportado energia elétrica em caráter interruptível, ou seja, o Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo ( $PA\_ENC\_AR_{a,m,mr}$ ) para o referido mês será igual a zero.

32.1.1.1. O cálculo do Total de Ajuste dos Pagamentos de Encargos para o Alívio Retroativo é realizado por agente, no mês de apuração, relativo ao mês de referência para alívio retroativo. Este valor corresponde ao total de ajustes realizados para o agente, no intervalo

de doze meses anteriores ao mês de apuração, para cobertura de encargos já liquidados, e é expresso por:

$$TAJ\_ENC\_AR_{a,m,mr} = \sum_{m \in MMR} AJ\_ENC\_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

$TAJ\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é o Total de Ajuste do Pagamento de Encargos para o Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, referente ao mês de referência para o alívio “mr”

$AJ\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é o Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“MMR” é o conjunto de meses “m” para o qual se tenha calculado alívio associados ao mês de referência para o alívio retroativo “mr”

33. O Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo distribui o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos na proporção do Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo atribuído a cada agente, em relação ao total de pagamentos. O Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo é calculado por mês de apuração, relativo ao mês de referência para alívio retroativo e é expresso por:

$$AJ\_ENC\_AR_{a,m,mr} = \frac{PA\_ENC\_AR_{a,m,mr}}{TPA\_ENC\_AR_{m,mr}} * RU\_AR\_ENC_{m,mr}$$

Onde:

$AJ\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é o Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

$PA\_ENC\_AR_{a,m,mr}$  é Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$TPA\_ENC\_AR_{m,mr}$  é o Total de Pagamento de Encargos Ajustado para Alívio Retroativo no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RU\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

### Totalização dos Alívios Retroativos

34. O Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do agente, calculado no mês de apuração, corresponde ao total de Ajustes das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo

atribuídos ao agente dentro do intervalo de dozes meses anteriores ao mês de apuração e é expresso por:

$$TAR\_EF_{a,m} = \sum_{mr \in MRM} AJ\_EF\_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

TAR\_EF<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

AJ\_EF\_AR<sub>a,m,mr</sub> é o Ajuste das Exposições Financeiras no Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, referente ao mês de referência para o alívio “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“MRM” é o conjunto de meses de referência para o alívio retroativo “mr” compreendidos pelo mês de apuração “m”

35. O Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do agente, calculado no mês de apuração, corresponde ao total de Ajustes dos Pagamentos de Encargos no Alívio Retroativo atribuídos ao agente dentro do intervalo de dozes meses anteriores ao mês de apuração e é expresso por:

$$TAR\_ENC_{a,m} = \sum_{mr \in MRM} AJ\_ENC\_AR_{a,m,mr}$$

Onde:

TAR\_ENC<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

AJ\_ENC\_AR<sub>a,m</sub> é o Ajuste do Pagamento de Encargos no Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para o alívio “mr”

“mr” representa o mês de referência para o cálculo do alívio retroativo, compreendendo o intervalo de meses de “m-12” a “m-1”

“MRM” é o conjunto de meses de referência para o alívio retroativo “mr” compreendidos pelo mês de apuração “m”

36. A determinação do Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo, calculado no mês de apuração, corresponde ao montante considerado no resultado final da contabilização do agente tanto para cobertura de encargos já liquidados como para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração. O Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo é expresso por:

$$TAJ\_AR_{a,m} = TAR\_ENC_{a,m} + TAR\_EF_{a,m} - TAR\_EF\_RECONT_{a,m} + ADDC\_AR\_RECONT_{a,m}$$

Onde:

TAJ\_AR<sub>a,m</sub> é o Total de Ajustes Referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TAR\_ENC<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TAR\_EF<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TAR\_EF\_RECONT<sub>a,m</sub> é o Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

ADDC\_AR\_RECONT<sub>a,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Alívio Retroativo associado a Recontabilizações do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Este cálculo também será realizado nos processamentos de recontabilização.

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

		<b>Ajuste das Exposições Financeiras do Mês Anterior</b>	
<b>AJ_AEFA<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao ajuste da contabilização atribuído ao perfil de agente “a” para alívio das exposições negativas remanescentes líquidas do mês anterior. É calculado por mês de apuração “m”	
	Unidade	R\$	
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Cálculo de Compensação das Exposições do Mês Anterior)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	
		<b>Exposição Financeira Negativa Líquida Final</b>	
<b>EF_N_LF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao montante das exposições financeiras negativas líquidas do perfil de agente “a” que deixou de ser aliviado pela ausência de recursos financeiros disponíveis no mês de apuração “m”	
	Unidade	R\$	
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Cálculo do Rateio das Exposições Residuais)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	

<b>Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do 12º Mês Anterior</b>		
<b>RD_AR12<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” destinado ao alívio retroativo das exposições financeiras do 12º mês anterior
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos</b>		
<b>RD_AR_ENC<sub>m,mr</sub></b>	Descrição	Corresponde ao total de recursos financeiros disponível, relativo ao mês de referência para alívio retroativo “mr”, para alívio retroativo do pagamento de encargos, mês de apuração “m”, formado pela sobra de recursos utilizados para alívio retroativo de exposições financeiras.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Pagamentos de Encargos Passível de Alívio Retroativo</b>		
<b>TP_ENC_AR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante de encargos apurados passível de alívio retroativo, composto pelos encargos de serviços do sistema e os encargos por razão de segurança energética, calculados no mês de apuração “m”, por perfil de agente “a”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização</b>		
<b>TAR_EF_RECONT<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras para fins de Recontabilização do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$

Fornecedor	Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída do Cálculo dos Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo

Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos	
RU_AR_ENC <sub>m,mr</sub>	<p>Descrição</p> <p>Corresponde ao montante de recursos financeiros, relativo ao mês de referência para alívio retroativo "mr", utilizado para alívio retroativo do pagamento de encargos, limitado pelo total de pagamento retroativo de encargos, no mês de apuração "m"</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo	
TAJ_AR <sub>a,m</sub>	<p>Descrição</p> <p>Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente "a", para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração ("m-12" a "m-1"). É calculado por mês de apuração "m"</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

## 2.5. Determinação da Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER

### Objetivo:

Apurar eventuais montantes excedentes na Conta de Energia de Reserva, cuja destinação será a restituição aos Usuários de Energia de Reserva.

### Contexto:

Na Liquidação de Energia de Reserva é calculado o valor necessário para pagamento das receitas devidas aos geradores comprometidos com Contratos de Energia de Reserva. Para o cálculo do encargo a ser pago pelos participantes do rateio, é considerado como crédito o resultado financeiro obtido na contabilização do MCP, referente à geração das usinas associadas aos CERs. Em alguns casos, esse valor pode ser maior que o necessário para cobrir todos os custos com as receitas devidas às usinas, resultando em um encargo nulo, e sobra na conta de energia de reserva. Visando minimizar essas

sobras, resultando em um montante financeiro imobilizado por pelo menos um mês, será identificado na contabilização do MCP se o resultado do agente ACER poderá ser responsável pela formação de excedente na conta, baseado em uma estimativa dos valores devidos na Liquidação de Energia de Reserva. O valor (excedente) estimado é somado ao excedente existente na CONER, apurado na Liquidação de Energia de Reserva anterior, para formar a restituição a que o agente faz jus, e que deverá receber como crédito na contabilização do MCP.

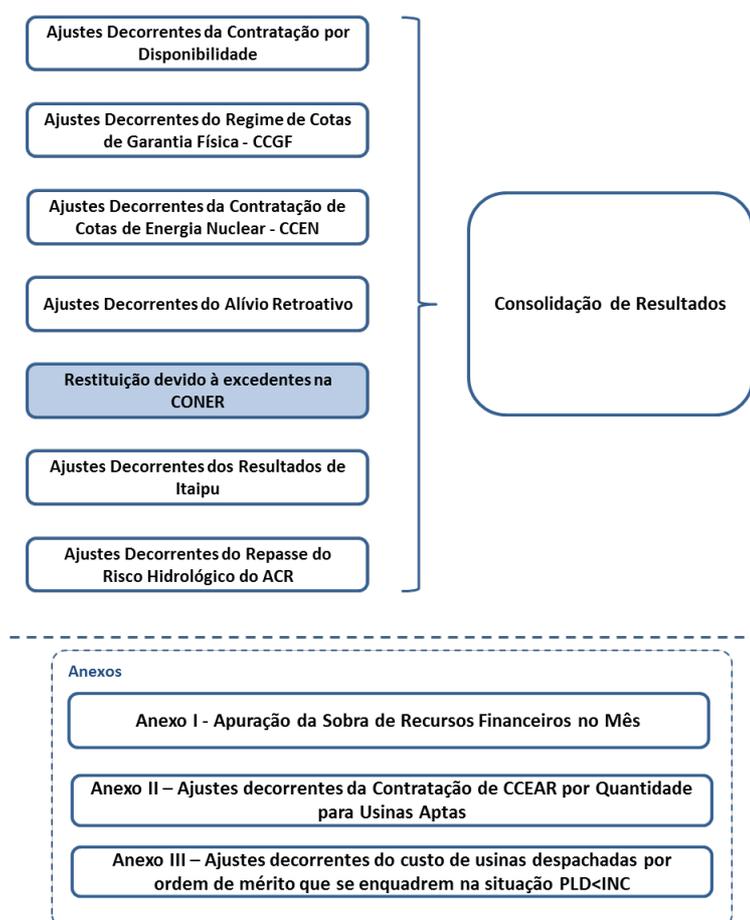


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

### 2.5.1. Detalhamento da Apuração de Excedente Estimado no MCP

37. Mensalmente é apurado o resultado do ACER, que recebe a valoração da geração das usinas comprometidas com CERs, comparando-o à estimativa de pagamento do EER. Eventual excedente identificado nessa etapa é somado ao excedente já existente na CONER, após o pagamento do último Encargo de Energia de Reserva. Essa soma é então utilizada para impactar positivamente o montante financeiro a liquidar dos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva, e negativamente o Agente Associado à Contratação de Energia de Reserva, para que haja a transferência do montante da CONER para a liquidação do MCP:
38. O cálculo do Excedente da Energia de Reserva no MCP apura o valor excedente, caso o resultado do agente ACER e o Excedente da CONER sejam mais do que suficiente para o pagamento estimado mensal das usinas geradoras e outras obrigações, em conformidade com os contratos de energia de reserva. O excedente é determinado conforme a seguinte equação:

Se:

$$(ECD_{a^*,m} + AJU\_RECON_{a^*,m} + ADDC\_RESERVA_{a^*,m} + EXCD\_CONER_m) > F\_GEST\_CONER_m * ESTM\_PFER_m$$

Então:

$$EXCD\_ER\_MCP_m = (ECD_{a^*,m} + AJU\_RECON_{a^*,m} + ADDC\_RESERVA_{a^*,m} + EXCD\_CONER_m) - F\_GEST\_CONER_m * ESTM\_PFER_m$$

Caso Contrário:

$$EXCD\_ER\_MCP_m = 0$$

Onde:

$EXCD\_ER\_MCP_m$  é o Excedente da Energia de Reserva no MCP no mês de apuração "m"

$ECD_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por disponibilidade ou CER, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$AJU\_RECON_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Recontabilizações do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$ADDC\_RESERVA_{a,m}$  é Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$F\_GEST\_CONER_m$  é o Fator de Gestão da CONER a ser aplicado pela CCEE para o mês de apuração "m"

$ESTM\_PFER_m$  é a Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$EXCD\_CONER_m$  é o Excedente de Saldo na CONER no mês de apuração "m"

$a^*$  é o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva (ACER)

39. O Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva calcula o montante financeiro que deve ser considerado no resultado do agente no MCP no mês de apuração. Para o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva, o excedente total deve ser considerado como débito na liquidação para a liberação do montante financeiro a ser creditado para os pagadores de EER. Para os agentes usuários de energia de reserva, o crédito deve ser realizado na proporção de pagamento do Encargo de Energia de Reserva. A determinação do valor preliminar a ser considerado na liquidação de cada agente é dado conforme as seguintes equações:

Caso o agente seja o ACER:

$$RES\_EXCD\_ER\_PRE_{a,m} = -EXCD\_ER\_MCP_m$$

Caso contrário:

$$RES\_EXCD\_ER\_PRE_{a,m} = EXCD\_ER\_MCP_m * F\_EER_{a,m}$$

Onde:

$RES\_EXCD\_ER\_PRE_m$  é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EXCD\_ER\_MCP_m$  é o Excedente da Energia de Reserva no MCP no mês de apuração “m”

$F\_EER_{a,m}$  é o fator de participação no pagamento de Encargos de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 39.1. Para a restituição dos excedentes da CONER deve ser apurada a proporção de participação de cada agente no pagamento do Encargo de Energia de Reserva, que é a proporção na qual deve ser feita a restituição. Dessa forma, é apurada a proporção do Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva dos últimos 12 meses do perfil de agente, em relação à essa grandeza de todo o mercado:

$$F\_EER_{a,m} = \frac{\sum_{m \in 12M} (TRC\_SEG\_ENER_{a,m-2} + REC\_AJU_{a,m-2})}{\sum_{m \in 12M} \sum_a (TRC\_SEG\_ENER_{a,m-2} + REC\_AJU_{a,m-2})}$$

Onde:

$F\_EER_{a,m}$  é o fator de participação no pagamento de Encargos de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$REC\_AJU_{a,m}$  é o Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do Consumo Mensal do perfil de agente “a”, para fins do Rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração “m”, contabilizados e certificados

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### 2.5.2. Consolidação das restituições a serem realizadas referentes à eventuais excedentes da CONER

40. O valor a ser considerado no resultado do agente, para dar efeito à restituição dos excedentes da Liquidação de Energia de Reserva, deve ser ajustado de acordo com a inadimplência de agentes nessa liquidação, conforme segue:
- 40.1. O agente ACER deve receber os créditos inicialmente destinados aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de Reserva, como efeito da devolução desse montante à CONER, conforme a seguinte expressão:

*Caso o agente seja o ACER:*

$$RES\_EXCD\_ER_{a,m} = RES\_EXCD\_ER\_PRE_{a,m} + N\_REST\_INAD_m$$

Onde:

$RES\_EXCD\_ER_{a,m}$  é o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RES\_EXCD\_ER\_PRE_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva por cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$N\_REST\_INAD_m$  é o Valor Não Restituído da CONER aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de reserva no mês de apuração “m”

- 40.1.1. O valor não restituído da CONER aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de Reserva concatena os valores inicialmente calculados de restituição para esses agentes:

$$N\_REST\_INAD_m = \sum_{a \in AILR} (RES\_EXCD\_ER\_PRE_{a,m})$$

Onde:

$N\_REST\_INAD_m$  é o Valor Não Restituído da CONER aos agentes inadimplentes na Liquidação de Energia de reserva no mês de apuração “m”

$RES\_EXCD\_ER\_PRE_m$  é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“AILR” é o conjunto de agentes “a” inadimplentes na última Liquidação de Energia de Reserva

- 40.2. Agentes inadimplentes na última Liquidação de Energia de Reserva não recebem os créditos referentes ao excedente da Energia de Reserva no mês. Dessa forma, o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva deve ser zero, enquanto os demais agentes não são impactados, conforme as seguintes expressões:

*Se o agente estiver inadimplente na Liquidação de Energia de Reserva:*

$$RES\_EXCD\_ER_{a,m} = 0$$

*Caso contrário:*

$$RES\_EXCD\_ER_{a,m} = RES\_EXCD\_ER\_PRE_{a,m}$$

Onde:

$RES\_EXCD\_ER_{a,m}$  é o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RES\_EXCD\_ER\_PRE_m$  é o Resultado Preliminar do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### 2.5.3. Dados de Entrada do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER</b>	
<b>ADDC_RESERVA<sub>a,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER</b>
Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para o Resultado do Agente ACER do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Recontabilizações</b>		
<b>AJU_RECON<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor calculado pela CCEE referente a ajustes, decorrentes de recontabilizações, em montantes a pagar ou a receber, atribuído ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Efeito da Contratação por Disponibilidade</b>		
<b>ECD<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente da contratação por disponibilidade. Considera os resultados dos cálculos de balanço energético e encargos, vinculados às usinas comprometidas com contratos por disponibilidade sob responsabilidade do agente ante a CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva</b>		
<b>ESTM_PFER<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor estimado dos custos a serem incorridos em futura liquidação de Energia de Reserva para o mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva – Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Excedente de Saldo na CONER</b>		
<b>EXCD_CONER<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro calculado na Liquidação de Energia financeira não utilizado para pagamentos e determinado como Excedente de Saldo na CONER no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$

	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva – Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Gestão da CONER</b>		
<b>F_GEST_CONER<sub>m</sub></b>	Descrição	Fator de Gestão da CONER a ser aplicado pela CCEE de forma a evitar a restituição de excedente em cenários de expectativa de cobrança de encargos, e reter montantes na conta em cenários de valores consideráveis mantidos, para o mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste no Consumo do Agente por determinação do Conselho de Administração da CCEE</b>		
<b>REC_AJU<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente “a”, para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva</b>		
<b>TRC_SEG_ENER<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de Energia de Reserva por agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.5.4. Dados de Saída do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

<b>RES_EXCD_ER<sub>a,m</sub></b>	<b>Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva</b>
----------------------------------	--

Descrição	Montante financeiro restituído aos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva por sobras previstas na CONER, apurada para cada perfil de agente “a”, no mês “m”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.6. Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu

### Objetivo:

Apurar os efeitos do repasse de Resultados de Itaipu aos distribuidores cotistas.

### Contexto:

Os resultados apurados para Itaipu referentes aos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos cotistas, nos termos do Decreto 8.401/2015.

Para fins de modicidade tarifária, desde 2018, o cálculo do Risco Hidrológico de Itaipu foi alterado de forma a excluir uma parte da receita proveniente do MRE relativa à energia não vinculada à potência contratada, passando a ser contabilizada como crédito da Eletrobras, ~~conforme Nota Técnica nº 391/2016 – SGT/ANEEL~~.

A Figura 12 ~~Figura 12~~ situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

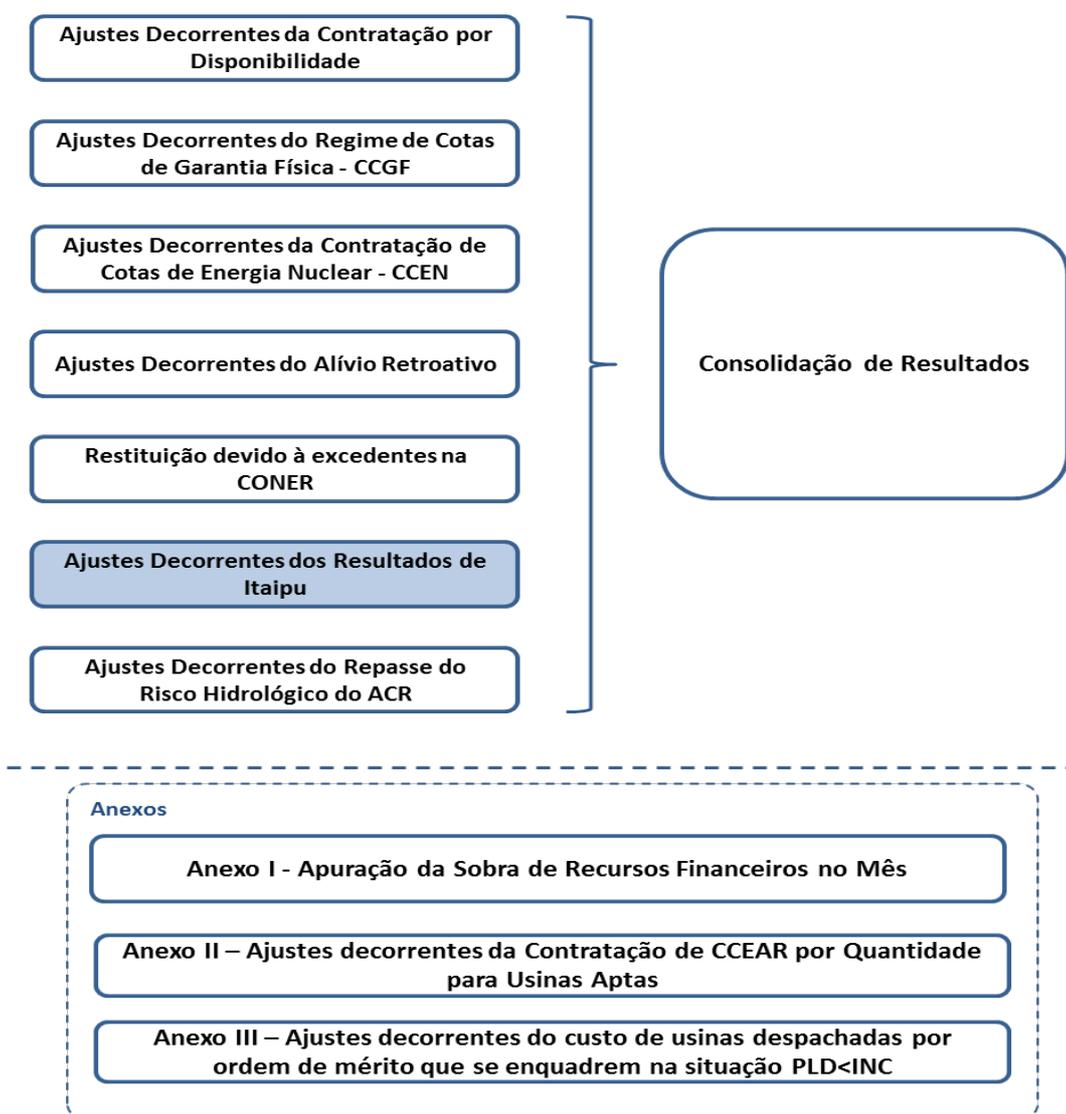


Figura 12: Geral do Módulo de Regras: Consolidação

### 2.6.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes dos Resultados de Itaipu

O cálculo dos resultados de Itaipu a serem repassados para os agentes cotistas é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

- Os efeitos a serem repassados aos agentes cotistas de Itaipu compreendem os efeitos das exposições de curto prazo baseados no balanço energético, parte dos recursos financeiros do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE e exposições financeiras relativas às diferenças entre submercados, considerando os alívios retroativos.
- O cálculo do Rateio do Balanço Energético de Itaipu identifica a exposição energética de Itaipu que deve ser assumida por cada perfil de agente cotista:

$$NET\_IT_{a,s,j} = NET_{a*,s,j} * QP\_IT_{e,f}$$

Onde:

$NET\_IT_{a,s,j}$  é o Rateio do Balanço Energético de Itaipu para o perfil de agente "a", no submercado "s", por período de comercialização "j"

$NET_{a,s,j}$  é o Balanço Energético do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$QP_{IT_{e,f}}$  é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”

“e” é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente “a” é o comprador

“a\*” é o perfil de agente ACEI

43. O Resultado Preliminar dos Efeitos de Curto Prazo para Repasse de Itaipu faz a valoração do montante de energia exposto de Itaipu que deve ser repassado aos agentes cotistas:

$$RP_{IT\_MCP_{a,m}} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_{IT_{a,s,j}} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$RP_{IT\_MCP_{a,m}}$  é o Resultado Preliminar dos Efeitos de Curto Prazo para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$NET_{IT_{a,s,j}}$  é o Rateio do Balanço Energético de Itaipu para o perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

44. O cálculo do Resultado Preliminar de Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu identifica as exposições de submercados referentes aos contratos de Itaipu que devem ser repassadas aos agentes cotistas:

$$RP_{IT\_EF_{a,m}} = TAJ_{EF_{a*,m}} * QP_{IT_{e,f}}$$

Onde:

$RP_{IT\_EF_{a,m}}$  é o Resultado Preliminar de Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$TAJ_{EF_{a,m}}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$QP_{IT_{e,f}}$  é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”

“e” é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente “a” é o comprador

“a\*” é o perfil de agente ACEI

45. O cálculo do Resultado Preliminar dos Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu rateia parte dos efeitos líquidos do mecanismo para Itaipu entre os agentes cotistas:

$$RP_{IT\_MRE_{a,m}} = (COMPENSAÇÃO_{MRE_{a*,m}} - ALOCF_{ENER\_NVINC_{a*,m}}) * QP_{IT_{e,f}}$$

Onde:

$RP_{IT\_MRE_{a,m}}$  é o Resultado Preliminar dos Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

COMPENSAÇÃO\_MRE<sub>a,m</sub> é a Compensação do MRE do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

ALOCF\_ENER\_NVINC<sub>a\*,m</sub> é a Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente “a\*”, no mês de apuração “m” QP\_IT<sub>e,f</sub> é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”

“e” é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente “a” é o comprador

“a\*” é o perfil de agente ACEI

45.1. O cálculo da Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas é realizado a partir da seguinte expressão:

$$ALOCF\_ENER\_NVINC_{a*,m} = \sum_{j \in m} ENER\_NVINC_{a*,j} * TEO_{p,m}$$

Onde:

ALOCF\_ENER\_NVINC<sub>a\*,m</sub> é a Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente “a\*”, no mês de apuração “m”

ENER\_NVINC<sub>a\*,j</sub> é a Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente “a\*”, por período de comercialização “j”

TEO<sub>p,m</sub> Tarifa de Energia de Otimização da parcela de usina “p”, utilizada para valorar os custos da energia trocada no MRE, no mês de apuração “m”

“a\*” é o perfil de agente ACEI

45.1.1. O valor da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, será calculado por período de comercialização:

$$ENER\_NVINC_{a*,j} = \max \left( 0; \sum_{p \in a*} (G_{p,j} - (GFIS\_2_{p,j} + DSEC\_P_{p,j})) \right)$$

Onde:

ENER\_NVINC<sub>a\*,j</sub> é a Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente “a\*”, no mês de apuração “m”

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

GFIS\_2<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada pelo Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

DSEC\_P<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária, por parcela de usina “p”, participante do MRE, por período de comercialização “j”

“a\*” é o perfil de agente ACEI

46. O cálculo do Resultado Preliminar do Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu para cada agente cotistas é calculado conforme segue:

$$RP\_IT\_AR_{a,m} = TAJ\_AR_{a*,m} * QP\_IT_{e,f}$$

Onde:

$RP\_IT\_AR_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$TAJ\_AR_{a,m}$  é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$QP\_IT_{e,f}$  é a Cota-parte de Itaipu correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”

“e” é o contrato onde Itaipu é vendedora, e o agente “a” é o comprador

“a\*” é o perfil de agente ACEI

47. O Resultado Final do Comprador comprometido com contrato de cotas de Itaipu faz o repasse dos riscos hidrológicos de Itaipu para o agente cotista, para ser considerado no seu resultado do MCP:

$$RFINC\_IT_{a,m} = RP\_IT\_MCP_{a,m} + RP\_IT\_EF_{a,m} + RP\_IT\_MRE_{a,m} + RP\_IT\_AR_{a,m}$$

Onde:

$RFINC\_IT_{a,m}$  é o Resultado Final do Comprador comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RP\_IT\_MCP_{a,m}$  é o Resultado Preliminar dos Efeitos de Curto Prazo para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$RP\_IT\_EF_{a,m}$  é o Resultado Preliminar de Exposições Financeiras de Submercados para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$RP\_IT\_MRE_{a,m}$  é o Resultado Preliminar dos Efeitos do MRE para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$RP\_IT\_AR_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do Alívio Retroativo para Repasse de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

48. O Resultado Final do Vendedor comprometido com contrato de cotas de Itaipu retira de Itaipu os resultados referente aos riscos hidrológicos, que são repassados para os cotistas no MCP:

*Se o perfil de agente for o ACEI*

$$RFINV\_IT_{a,m} = TM\_MCP\_IT_{a,m} + TAJ\_EF_{a,m} + COMPENSAÇÃO\_MRE_{a,m} - ALOCF\_ENER\_NVINC_{a,m} + TAJ\_AR_{a,m}$$

Onde:

$RFINV\_IT_{a,m}$  Resultado Final do Vendedor comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TM\_MCP\_IT_{a,m}$  é o Total Mensal do Resultado no MCP de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

TAJ\_EF<sub>a,m</sub> é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

COMPENSAÇÃO\_MRE<sub>a,m</sub> é a Compensação do MRE do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

ALOCF\_ENER\_NVINC<sub>a,m</sub> é a Alocação Financeira da Energia não Vinculada à Potência de Itaipu, associada à Compensação do MRE, que não será rateado entre os agentes cotistas, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” TAJ\_AR<sub>a,m</sub> é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TAJ\_AR<sub>a,m</sub> é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

48.1. O Total Mensal do Resultado no MCP de Itaipu que deverá ser considerado para repasse aos cotistas é calculado:

$$TM\_MCP\_IT_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} (NET_{a,s,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

TM\_MCP\_IT<sub>a,m</sub> é o Total Mensal do Resultado no MCP de Itaipu do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

NET<sub>a,s,j</sub> é o Balanço Energético do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

49. O Efeito no MCP referente ao resultado de Itaipu a ser considerado no resultado dos agentes é calculado conforme segue:

$$EC\_IT_{a,m} = RFINC\_IT_{a,m} - RFINV\_IT_{a,m}$$

Onde:

EC\_IT<sub>a,m</sub> é o Efeito da Contratação de Itaipu, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RFINC\_IT<sub>a,m</sub> é o Resultado Final do Comprador comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RFINV\_IT<sub>a,m</sub> Resultado Final do Vendedor comprometido com contrato de cotas de Itaipu para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

## 2.6.2. Dados de Entrada para Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultado de Itaipu

<b>Balanço Energético do Agente</b>	
<b>NET<sub>a,s,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> O Balanço Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil</p>

	de agente "a", por submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste), por período de comercialização "j"
Unidade	MWh
Fornecedor	Balanco Energético (Cálculo do Balanco Energético)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Preço de Liquidação das Diferenças

PLD<sub>s,j</sub>

Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", por período de comercialização "j"
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
Valores Possíveis	Positivos

#### Total de Ajustes de Exposições Financeiras

TAJ\_EF<sub>a,m</sub>

Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração "m"
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

#### Compensação do MRE

COMPENSAÇÃO\_MRE<sub>a,m</sub>

Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil de agente "a", referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração "m"
Unidade	R\$
Fornecedor	MRE (Cálculo da Compensação da Geração no MRE)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

TAJ\_AR<sub>a,m</sub>

#### Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente “a”, para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração (“m-12” a “m-1”). É calculado por mês de apuração “m”</p> <p>R\$</p> <p>Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>Cota-Parte de Itaipu</b>		
QP_IT <sub>e,f</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Percentual do valor correspondente, nas regras da CCEE, à participação de cada cotista na Garantia Física da usina de Itaipu, correspondente a cada contrato “e”, por ano de apuração “f”</p> <p>n.a.</p> <p>ANEEL</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>Garantia Física Modulada Ajustada</b>		
GFIS_2 <sub>p,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Garantia Física modulada da parcela de usina “p” e ajustada em função do Fator de Rateio de Perdas da Rede Básica e do MRGF, por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>Garantia Física (Ajuste da Garantia Física)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>Geração Final da Usina</b>		
G <sub>p,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)</p> <p>Positivos ou Zero</p>

<b>Direito à Energia Secundária</b>		
<b>DSEC_P<sub>p,j</sub></b>	<b>Descrição</b>	O Direito à Energia Secundária da parcela de usina “p” participante do MRE corresponde à relação entre a garantia física de cada integrante do MRE pelo total aplicado sobre o volume de Energia Secundária apurado por período de comercialização “j”
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	MRE (Energia Secundária)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

### 1.1.1. Dados de Saída para Determinação dos Ajustes Decorrentes dos Resultado de Itaipu

<b>Efeito da Contratação de Itaipu</b>		
<b>EC_IT<sub>a,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Efeito da Contratação de Itaipu, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.7. Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

### Objetivo:

Apurar os efeitos do Repasse do Risco Hidrológico do ACR aos agentes de distribuição.

### Contexto:

Os resultados apurados de risco hidrológico das usinas participantes do MRE que optaram em repassar esse risco devem ser assumidos pelos agentes de distribuição, nos termos da [regulamentação específica Resolução Normativa 684/2015](#). A [Figura 13](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

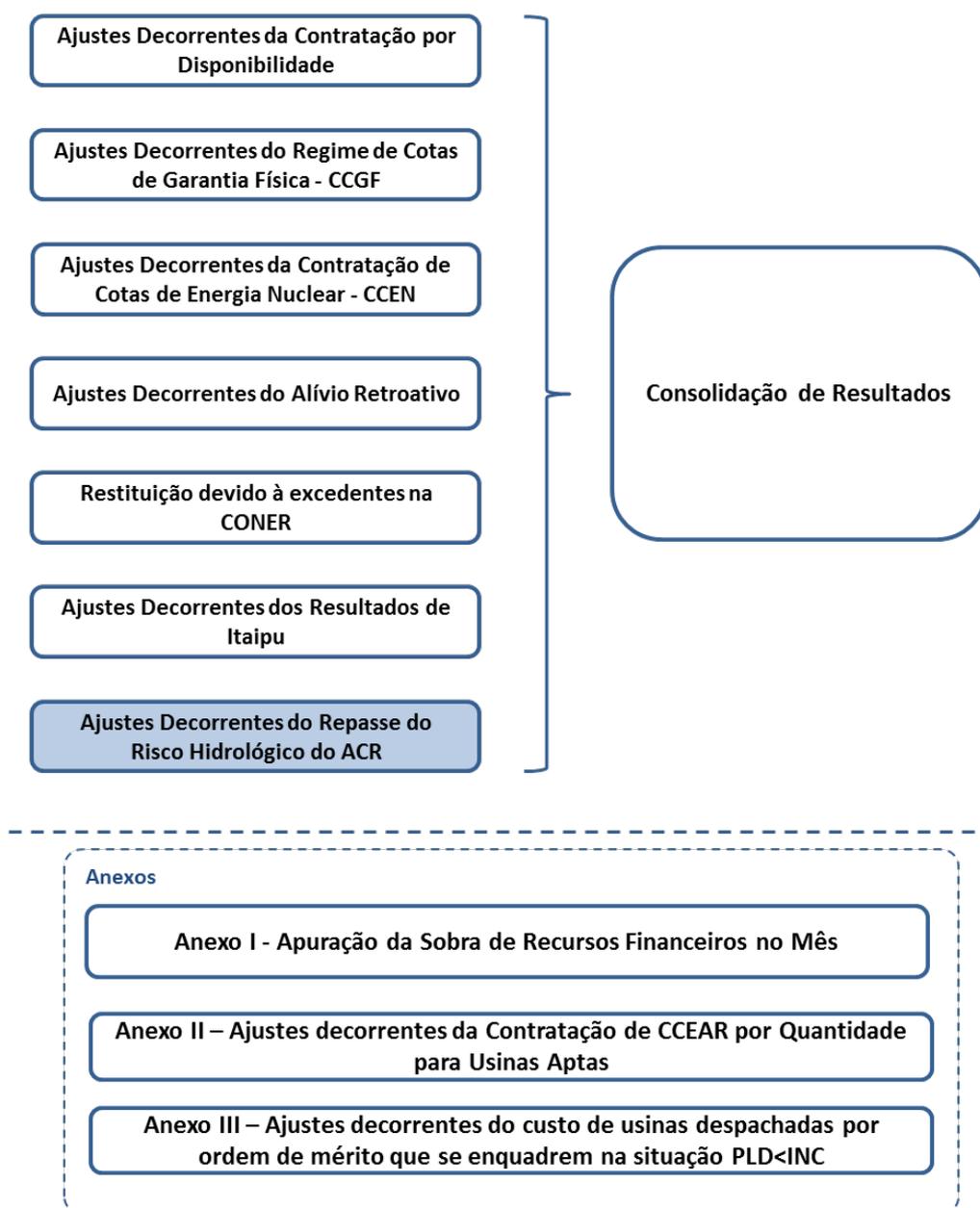


Figura 13: Geral do Módulo de Regras: Consolidação

### 2.7.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O cálculo dos ajustes decorrentes do repasse do Risco Hidrológico a serem repassados para os agentes de distribuição é apresentado nos itens seguintes.

### 2.7.2. Resultados do Agente Proprietário de Usina que Repassam o Risco Hidrológico do ACR

50. O Resultado Final do Agente Proprietário de usina que repassa o risco hidrológico do ACR é expresso por:

$$RFV\_RRH_{a,m} = \sum_{p \in a} VRRH\_ACR_{p,m}$$

Onde:

$RFV\_RRH_{a,m}$  é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”

$VRRH\_ACR_{p,m}$  é o Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” que repactuou o risco hidrológico no ACR

51. O Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR em um mês de apuração é determinado pela seguinte expressão:

$$VTRRH\_ACR_m = \sum_a RFV\_RRH_{a,m}$$

Onde:

$VTRRH\_ACR_m$  é o Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR no mês de apuração “m”

$RFV\_RRH_{a,m}$  é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” que repactuou o risco hidrológico no ACR

### 2.7.3. Resultados do Agente de Distribuição Referente ao Repasse do Risco Hidrológico do ACR

52. O efeito a ser repassado aos agentes de distribuição está atrelado ao cálculo do risco hidrológico do ACR determinado seguindo as diretrizes estabelecidas na [regulamentação específica Resolução Normativa 684/2015](#).

53. O Fator de Rateio do Valor de Repasse de Risco Hidrológico do ACR entre os agentes de distribuição é determinado pela seguinte expressão:

$$F\_RVRRH_{a,m} = \frac{\sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}{\sum_{a \in CD} \sum_s \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j}}$$

Onde:

$F\_RVRRH_{a,m}$  é a o Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição “a”, no mês de referência “m”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

“CD” é a classe de Distribuição

54. O Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico dos agentes de distribuição é expresso por:

$$RFC\_RRH_{a,m} = VTRRH\_ACR_m * F\_RVRRH_{a,m}$$

Onde:

$RFC\_RRH_{a,m}$  é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente de distribuição “a”, no mês de referência “m”

$VTRRH\_ACR_m$  é o Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR no mês de apuração “m”

$F\_RVRRH_{a,m}$  é a o Fator de Rateio do Valor Total de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de cada perfil de agente de distribuição “a”, no mês de referência “m”

#### 2.7.4. Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

55. A etapa do efeito do repasse do risco hidrológico busca aferir o resultado final para o agente gerador e o agente de distribuição, conforme segue.
56. O Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado a essa modalidade de repactuação do risco, expresso por:

$$ERRH_{a,m} = RFV\_RRH_{a,m} - RFC\_RRH_{a,m}$$

Onde:

$ERRH_{a,m}$  é o Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RFC\_RRH_{a,m}$  é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente “a”, comprador de contratos do ACR sujeitos a repasse do risco hidrológico, no mês de referência “m”

$RFV\_RRH_{a,m}$  é o Resultado Final do Repasse do Risco Hidrológico do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”

#### 2.7.5. Dados de Entrada para Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR</b>		
<b><math>VRRH\_ACR_{p,m}</math></b>	Descrição	Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consumo Total do Perfil do Agente</b>		
<b><math>TRC_{a,s,j}</math></b>	Descrição	Consumo Total do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.7.6. Dados de Saída para Determinação dos Ajustes Decorrentes do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR		
ERRH <sub>a,m</sub>	Descrição	Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.8. Determinação da Consolidação de Resultados

### Objetivo:

Apurar o resultado da contabilização dos agentes na CCEE.

### Contexto:

A etapa de consolidação de resultados, ilustrada por meio da [Figura 14](#), consolida os montantes apurados nos demais módulos das Regras de Comercialização em um único valor, visando à liquidação financeira das operações dos agentes no mês de apuração. Um resultado positivo indica a posição credora do agente no período, enquanto um resultado negativo indica uma posição devedora no âmbito da CCEE.

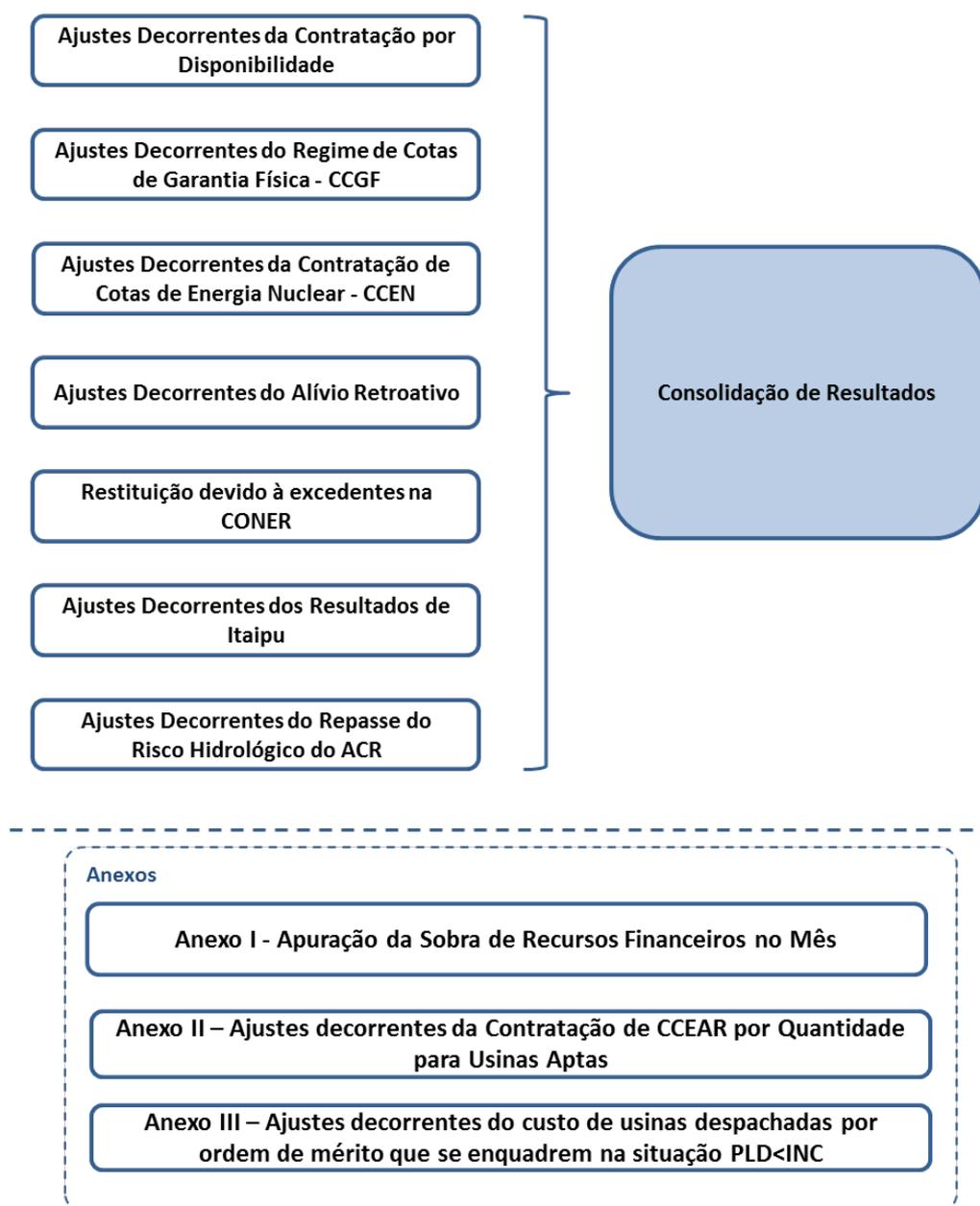


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

### 2.8.1. Detalhamento da Consolidação de Resultados

57. A etapa de consolidação de resultados é um processo de cálculo realizado mensalmente, envolvendo todos os agentes da CCEE e constituído pelos seguintes comandos e expressões:
58. O cálculo do Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo, componente do Resultado Final do Agente na CCEE, corresponde ao Resultado no Mercado de Curto Prazo do agente (as exposições financeiras no mercado de curto prazo associadas à contratação por disponibilidade são tratadas separadamente), consolidado por mês de apuração, em todos os submercados do SIN e expresso por:

$$TM\_MCP_{a,m} = \sum_s \sum_{j \in m} MCP_{a,s,j}$$

Onde:

$TM\_MCP_{a,m}$  é o Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$MCP_{a,s,j}$  é o Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

58.1. O Resultado no Mercado de Curto Prazo é dado pela valoração do Balanço Energético do agente ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) correspondente ao período de comercialização e submercado, expresso por:

$$MCP_{a,s,j} = NET_{a,s,j} * PLD_{s,j}$$

Onde:

$MCP_{a,s,j}$  é o Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$NET_{a,s,j}$  é o Balanço Energético do perfil de agente “a”, no submercado “s” e por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s” e por período de comercialização “j”

59. O Resultado Preliminar da contabilização de cada agente da CCEE corresponde à soma dos montantes a pagar e/ou receber apurados, sendo tal resultado reflexo do somatório dos montantes calculados referente a efeitos de balanço energético e repasses, e dos montantes calculados referentes aos efeitos de contratações no ambiente regulado. Dessa forma o Resultado Preliminar do agente é expresso por:

$$RES\_PRE_{a,m} = E\_BAL\_REP_{a,m} + E\_CT\_ACR_{a,m}$$

Onde:

$RES\_PRE_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$E\_BAL\_REP_{a,m}$  são os Efeitos oriundos de balanço energéticos e repasses no MCP do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$E\_CT\_ACR_{a,m}$  são os Efeitos oriundos da contratação no ACR do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

59.1. Os efeitos no MCP referentes a balanço energético e repasses consideram (i) o acerto financeiro promovido no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), (ii) a valoração do balanço energético do agente, (iii) o tratamento das exposições financeiras de CCEARs e de relações comerciais que possuem direito a alívio de exposições, (iv) os ajustes decorrentes de recontabilizações, (v) a apuração dos encargos setoriais tratados no âmbito da CCEE (a exceção do Encargo de Energia de Reserva - EER), e (vi) a verificação dos valores monetários associados ao mecanismo de alívio retroativo:

$$E\_BAL\_REP_{a,m} = COMPENSAÇÃO\_MRE_{a,m} + TM\_MCP_{a,m} + TAJ\_EF_{a,m} + AJU\_RECON_{a,m} + ENCARGOS_{a,m} + TAJ\_AR_{a,m}$$

Onde:

$E\_BAL\_REP_{a,m}$  são os Efeitos oriundos de balanço energéticos e repasses no MCP do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$COMPENSAÇÃO\_MRE_{a,m}$  é a Compensação do MRE do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$TM\_MCP_{a,m}$  é o Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_EF_{a,m}$  é o Total de Ajustes de Exposições Financeiras do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJU\_RECON_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Recontabilizações do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENCARGOS_{a,m}$  é o Total de Encargos Consolidado, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TAJ\_AR_{a,m}$  é o Total de Ajustes referente ao Alívio Retroativo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

- 59.2. Os efeitos de contratos no ACR consideram (i) os efeitos da contratação por disponibilidade no mercado de curto prazo, (ii) os efeitos de contratação por regime de cotas de garantia física, (iii) os efeitos dos contratos de Cota de Energia Nuclear, (iv) o acerto financeiro promovido pelas distribuidoras em face do processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit Ex-post, (v) o retorno do excedente referente à Conta de Energia de Reserva, (vi) o Efeito da contratação por quantidade de usinas aptas, (vii) o Efeito total dos custos devido ao deslocamento entre PLD e CMO, (viii) o Efeito da Contratação de Itaipu e (ix) o Efeito do Repasse do Risco Hidrológico:

$$E\_CT\_ACR_{a,m} = ECD_{a,m} + ECCGF_{a,m} + ECCEN_{a,m} + MCSD\_XP_{a,m} + RES\_EXCD\_ER_{a,m} + ECQA_{a,m} + E\_DESC_{a,m} + EC\_IT_{a,m} + ERRH_{a,m}$$

Onde:

$E\_CT\_ACR_{a,m}$  são os Efeitos oriundos da contratação no ACR do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

$ECD_{a,m}$  é o Efeito da Contratação por Disponibilidade, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECCGF_{a,m}$  é o Efeito do CCGF, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECCEN_{a,m}$  é Efeito do CCEN para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$MCSD\_XP_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”

$RES\_EXCD\_ER_{a,m}$  é o Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECQA_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$E\_DESC_{a,m}$  é o Efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

EC\_IT<sub>a,m</sub> é o Efeito da Contratação de Itaipu, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

ERRH<sub>a,m</sub> é o Efeito de Repasse do Risco Hidrológico, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

60. O Fator de Ajuste Financeiro, necessário para assegurar que o total de recebimentos seja igual ao total de pagamentos, corrigindo eventuais distorções de arredondamento, equivale à razão entre (i) o Total de Recebimentos, acrescido da Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com encargos descontada a Sobras Financeiras do Mês Anterior, e (ii) o Total de Pagamentos no mês de apuração, acrescido do Total de Penalidades Pagas pelos agentes. O cálculo do Fator de Ajuste Financeiro é expresso por:

$$F_{AF_m} = \frac{TOT\_REC_m + SFF\_FUT_m - SF\_MA_m}{TOT\_PAG_m + TOT\_PEN\_PAG_m}$$

Onde:

F<sub>AF<sub>m</sub></sub> é o Fator de Ajuste Financeiro no mês de apuração “m”

TOT\_REC<sub>m</sub> é o Total de Recebimento no mês de apuração “m”

SFF\_FUT<sub>m</sub> é a Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

SF\_MA<sub>m</sub> é a Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração “m”

TOT\_PAG<sub>m</sub> é o Total de Pagamento no mês de apuração “m”

TOT\_PEN\_PAG<sub>m</sub> é o Total de Penalidades Pagas pelos Agentes, no mês de apuração “m”

**Observação:**

Em circunstâncias normais seu valor deverá ser muito próximo de 1.

- 60.1. O Total de Recebimento e o Total de Pagamento, calculados todos os meses pela CCEE, consolidam os Resultados Preliminares apurados para todos os agentes e são utilizados para determinação do Fator de Ajuste Financeiro.

- 60.1.1. Os Resultados Preliminares positivos correspondem aos montantes a serem recebidos pelos agentes. Dessa forma o Total de Recebimento é determinado pela soma de todos os agentes credores no mês de apuração, conforme expressão abaixo:

$$TOT\_REC_m = \sum_a \max(0, RES\_PRE_{a,m})$$

Onde:

TOT\_REC<sub>m</sub> é o Total de Recebimento no mês de apuração “m”

RES\_PRE<sub>a,m</sub> é o Resultado Preliminar do perfil de agente “a”, por mês de apuração “m”

60.1.2. Os Resultados Preliminares negativos correspondem aos valores a serem pagos pelos agentes. Dessa forma, o Total de Pagamento é determinado pela soma de todos os agentes devedores no mês de apuração, conforme expressão abaixo:

$$TOT\_PAG_m = \sum_a \max(0, -1 * RES\_PRE_{a,m})$$

Onde:

$TOT\_PAG_m$  é o Total de Pagamento no mês de apuração “m”

$RES\_PRE_{a,m}$  é o Resultado Preliminar do perfil de agente “a”, por Mês de Apuração “m”

60.2. O Total de Penalidades Pagas pelos Agentes, utilizado para determinação do Fator de Ajuste Financeiro, consolida o Total de Penalidades Pagas por todos os agentes, conforme expressão abaixo:

$$TOT\_PEN\_PAG_m = \sum_a TPEN\_PAG_{a,m}$$

Onde:

$TOT\_PEN\_PAG_m$  é o Total de Penalidades Pagas pelos Agentes, no mês de apuração “m”

$TPEN\_PAG_{a,m}$  é o Total de Penalidades Pagas pelo perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

60.2.1. O Total de Penalidades Pagas pelo agente corresponde à soma de todas as penalidades pagas por insuficiência de lastro de energia e potência, e/ou as demais penalidades previstas nas Regras e nos Procedimentos de Comercialização. O Total de Penalidades Pagas pelo agente, no mês de apuração é expresso por:

$$TPEN\_PAG_{a,m} = TPILE\_EF_{a,m} + TPILP\_EF_{a,m} + TDP\_ESS_{a,m}$$

Onde:

$TPEN\_PAG_{a,m}$  é o Total de Penalidades Pagas pelo perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TPILE\_EF_{a,m}$  é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, a partir de 2005, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TPILP\_EF_{a,m}$  é o Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência, a partir de 2005, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TDP\_ESS_{a,m}$  é o Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

61. O Resultado Final de cada agente da CCEE corresponde ao Resultado Preliminar calculado, ajustado pelo Fator de Ajuste Financeiro apenas caso o resultado preliminar forneça uma posição devedora ao agente no mês de apuração. Do contrário, o Resultado Final do agente será o próprio Resultado Preliminar, dado pelo conjunto de expressões abaixo:

Se  $RES\_PRE_{a,m} \geq 0$ , então:

$$RESULTADO_{a,m} = RES\_PRE_{a,m}$$

*Caso contrário;*

$$\mathbf{RESULTADO}_{a,m} = \mathbf{RES\_PRE}_{a,m} * \mathbf{F\_AF}_m$$

Onde:

RESULTADO<sub>a,m</sub> é o Resultado Final do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RES\_PRE<sub>a,m</sub> é o Resultado Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

F\_AF<sub>m</sub> é o Fator de Ajuste Financeiro no mês de apuração “m”

## 2.8.2. Dados de Entrada da Consolidação de Resultados

<b>Balanço Energético do Agente</b>		
<b>NET<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	O Balanço Energético consolida as diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente “a”, por submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanço Energético (Cálculo do Balanço Energético)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva</b>		
<b>RES_EXCD_ER<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro restituído aos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva por sobras previstas na CONER, apurada para cada perfil de agente “a”, no mês “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Determinação do Excedente Referente à Energia de Reserva)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Ajustes de Exposições Financeiras</b>		
<b>TAJ_EF<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um perfil de agente "a" face às exposições financeiras positivas e negativas apuradas e em função dos recursos disponíveis para alocação. É calculado por mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação dos Ajustes Decorrentes do Tratamento de Exposições)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero
<b>Efeito da Contratação por Disponibilidade</b>		
<b>ECD<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente da contratação por disponibilidade. Considera os resultados dos cálculos de balanço energético e encargos, vinculados às usinas comprometidas com contratos por disponibilidade sob responsabilidade do agente ante a CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Efeito dos Custos devido ao descolamento entre PLD e CMO</b>		
<b>E_DESC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (ANEXO III - Ajustes decorrentes do Custo de usinas Termelétricas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC )
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas</b>		
<b>ECQA<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Efeito da contratação por quantidade no caso de usinas atestadas como aptas a entrar em operação comercial, para cada perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Encargos Consolidado</b>		
<b>ENCARGOS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação líquida de todos os montantes a serem pagos ou recebidos em função dos encargos apurados no mês "m", para o perfil de agente "a"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Consolidação dos Encargos)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Sobra Financeira do Mês Anterior</b>		
<b>SF_MA<sub>m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro referente à sobra do excedente financeiro apurado no mês anterior "m-1", sob gestão da CCEE em conta corrente específica, que retorna no mês de apuração "m" ao processo de contabilização, ajustado pelo resultado de aplicação além da própria movimentação financeira no período. Eventual saldo remanescente da CONER, findo os prazos dos CERs, será acrescido nesta conta corrente
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS</b>		
<b>SFF_ESS_FUT<sub>m</sub></b>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração "m" para eventual alívio de despesa futuras com ESS acrescido da sobra dos recursos financeiros destinados ao alívio retroativo
	Unidade	R\$

	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Anexo I – Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Compensação do MRE</b>		
<b>COMPENSAÇÃO_MRE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao valor total a ser pago ou recebido pelo perfil do perfil de agente “a”, referente à suas parcelas de usinas integrantes do MRE em função das regras desse mecanismo, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MRE (Cálculo da Compensação da Geração no MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post</b>		
<b>MCSD_XP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor resultante ao processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits Ex-Post, referente às trocas de energia entre os agentes cedentes (positivos) e cessionários (negativos) de CCEARs por quantidade, atribuído ao perfil de agente “a”, no mês de janeiro de cada ano
	Unidade	R\$
	Fornecedor	MCSD (Cálculo do MCSD Ex-Post)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Recontabilizações</b>		
<b>AJU_RECON<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor calculado pela CCEE referente a ajustes, decorrentes de recontabilizações, em montantes a pagar ou a receber, atribuído ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Demais Penalidades para Abatimento dos ESS</b>		
<b>TDP_ESS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente “a”, no mês de apuração “m” referente às

		demais penalidades por destinadas para abatimento de ESS, referente às penalidades apuradas em meses anteriores a novembro de 2005. São incluídos nestas penalidades, os montantes pagos referentes às penalidades de medição, energia não gerada por falta de combustível e as penalidades pagas pelo não aporte das garantias financeiras calculadas
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia</b>	
TPILE_EF <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a", no mês de apuração "m" referente à penalidade por insuficiência de lastro de energia referente às penalidades apuradas a partir de novembro de 2005, inclusive
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Total de Ajustes Referentes ao Alívio Retroativo</b>	
TAJ_AR <sub>a,m</sub>	Descrição	Corresponde ao total de ajustes a serem efetuados na contabilização de um agente "a", para alívio das exposições financeiras negativas, decorrentes da diferença de PLDs entre os submercados, e para cobertura de encargos já liquidados, ambos observados no intervalo de doze meses anteriores ao mês de apuração ("m-12" a "m-1"). É calculado por mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
ECCGF <sub>a,m</sub>	Efeito do CCGF	

Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCGF. Considera os resultados dos cálculos dos obtidos tanto na operação no MRE, mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos de compensação síncrona com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
Unidade	R\$
Fornecedor	Consolidação de Resultados (Decorrentes da Contratação por Regime de Cotas relacionados ao Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Efeito dos CCEN

**ECCEN<sub>a,m</sub>**

Descrição	Montante atribuído ao agente "a", no mês de apuração "m", decorrente do CCEN. Considera os resultados dos cálculos obtidos tanto no mercado de curto prazo, tratamento de exposições e encargos com relação aos encargos recebidos pelos vendedores desses contratos, sob responsabilidade do agente perante a CCEE
Unidade	R\$
Fornecedor	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Contrato de Cotas de Energia Nuclear - CCEN)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Total de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Potência

**TPILP\_EF<sub>a,m</sub>**

Descrição	Corresponde à soma de valores pagos pelo perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente à penalidade por insuficiência de lastro de potência referente às penalidades apuradas a partir de novembro de 2005, inclusive
Unidade	R\$
Fornecedor	Tratamento das Exposições por Diferenças de Preços entre Submercados (Consolidação das Penalidades Utilizadas para Alívio de Exposições de CCEARs)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.8.3. Dados de Saída da Consolidação de Resultados

<b>Resultado Final</b>		
<b>RESULTADO<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante a liquidar resultante do processo de contabilização da CCEE, atribuído ao perfil de agente "a", no mês de apuração "m". Valores positivos para esta variável representam a posição credora do agente enquanto valores negativos representam um saldo devedor atribuído ao agente
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo</b>		
<b>TM_MCP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Resultado financeiro da exposição energética no MCP, constituindo o Total Mensal do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Penalidades Pagas</b>		
<b>TPEN_PAG<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante financeiro total pago pelo perfil de perfil de agente "a", no mês de apuração "m", referente a penalidades
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 3. Anexos

### 3.1. ANEXO I - Apuração da Sobra de Recursos Financeiros

#### Objetivo:

Determinar as sobras de recursos financeiros decorrentes do processo de contabilização, após o processo de alívio retroativo.

#### Contexto:

Os recursos financeiros residuais, observados após o processamento da contabilização, são utilizados para alívio de despesas futuras com ESS. A [Figura 15](#) posiciona a etapa de apuração das sobras de recursos (Anexo I) em relação ao módulo completo:

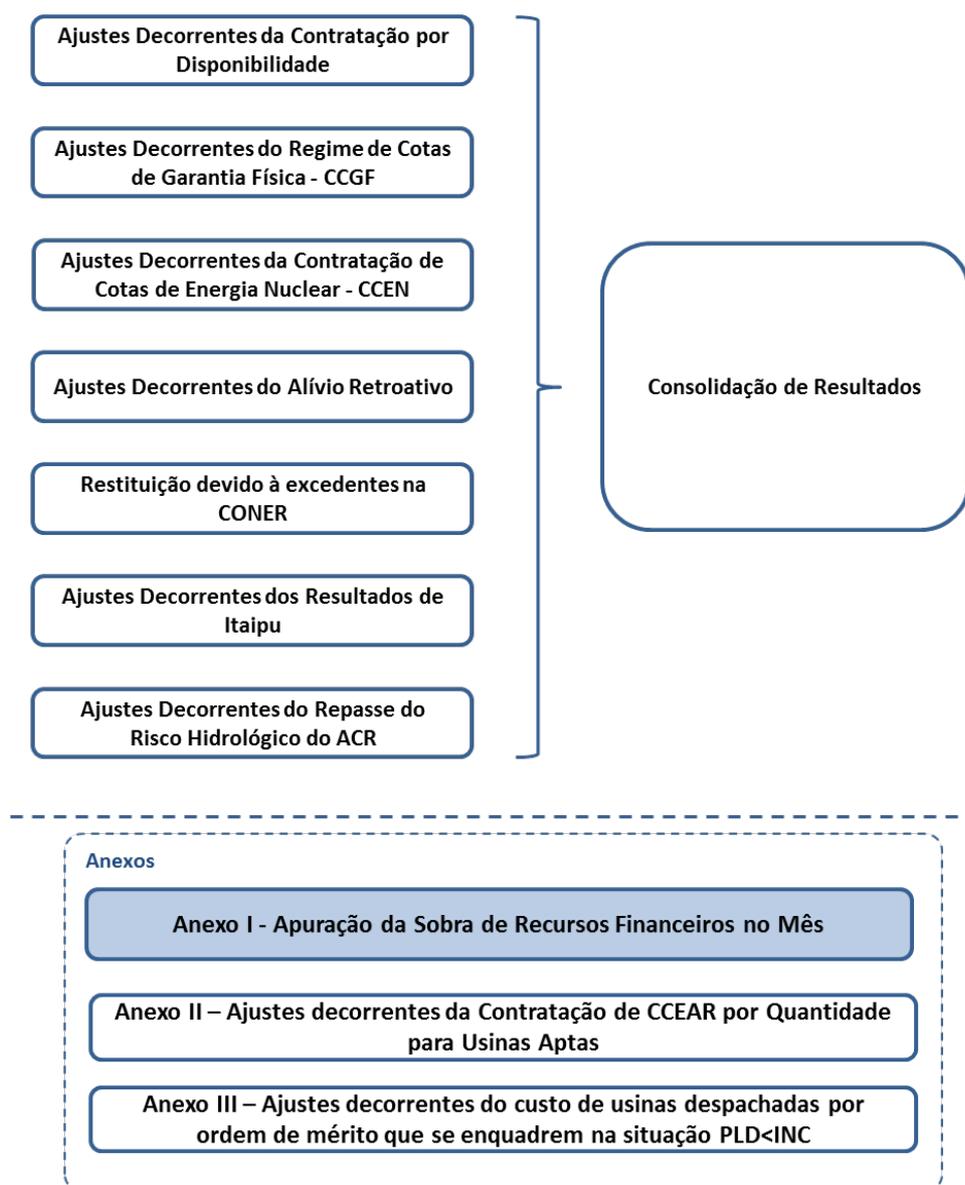


Figura 15: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

### 3.1.1. Detalhamento da Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês

62. O processo de determinação das sobras de recursos financeiros apurados no mês, para utilização futura no alívio de ESS, é composto pelos seguintes comandos e expressões
63. Os recursos financeiros residuais formados pelos saldos positivos do excedente financeiro e pelas exposições positivas dos agentes, após a compensação das exposições negativas residuais do mês anterior, a redução dos montantes de ESS do mês corrente, e a compensação das exposições negativas residuais e de ESS relativos aos doze meses anteriores, serão utilizados para a formação de fundo de reserva para redução dos ESS de meses futuros.
64. A apuração da Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo corresponde à diferença entre o total de recursos disponíveis e o total de recursos efetivamente utilizados para alívio retroativo relativo ao mês imediatamente anterior ao mês de apuração, e é expressa por:

$$SRF\_AR_m = RD\_AR\_ENC_{m,mr} - RU\_AR\_ENC_{m,mr}$$

Onde:

$SRF\_AR_m$  é a Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo no mês de apuração “m”

$RU\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

$RD\_AR\_ENC_{m,mr}$  é o Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos, no mês de apuração “m” referente ao mês de referência para alívio retroativo “mr”

“mr” utilizado nessa expressão refere-se ao mês “m-1”

65. A Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS corresponde ao total de recursos financeiros disponíveis para utilização no mês seguinte. Este valor é composto pela Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras com ESS, proveniente do tratamento de encargos, acrescido da Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo apurado no mês. Caso o processamento se trate de uma recontabilização, é necessário garantir o mesmo montante apurado na contabilização, incluindo eventuais sobras adicionais por meio da Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras:

*Se  $SFM\_FUT\_RECONT_m > 0$ , então;*

$$SFM\_FUT_m = SF\_FUT_m + SFM\_FUT\_RECONT_m$$

*Caso contrário:*

$$SFM\_FUT_m = SF\_FUT_m + SRF\_AR_m + \max\left(0; ADDC\_SF\_MA_m - \sum_a ADDC\_AR\_RECONT_{a,m}\right)$$

Onde:

$SFM\_FUT_m$  é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

$SFM\_FUT\_RECONT_m$  é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”

$SF\_FUT_m$  é a Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

$SRF\_AR_m$  é a Sobra do Recurso Financeiro Destinado ao Alívio Retroativo no mês de apuração “m”

$ADDC\_AR\_RECONT_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Alívio Retroativo associado a Recontabilizações do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_SF\_MA_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas referente Sobra Financeira do Mês Anterior utilizada no mês de apuração “m”

66. A Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras considera além da Sobras Financeiras referente às operações do Mês, como os eventuais ajustes de sobras futuras provenientes de processos de recontabilização:

$$SFF\_FUT_m = SFM\_FUT_m + AJU\_SF\_RECON_m$$

Onde:

SFF\_FUT<sub>m</sub> é a Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

SFM\_FUT<sub>m</sub> é a Sobra Financeira do Mês para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

AJU\_SF\_RECON<sub>m</sub> é o Ajuste da Sobra Futura Decorrente de Recontabilizações no mês de apuração “m”

### 3.1.2. Dados de Entrada da Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês

<b>Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras</b>		
<b>SF_FUT<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de encargos de serviços do sistema no mês de apuração “m” para eventual alívio de despesa futuras
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Fornecedor</b>	Encargos (Anexo I – Determinação dos Recursos Utilizados para Alívio Retroativo)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Recurso Utilizado para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos</b>		
<b>RU_AR_ENC<sub>m,mr</sub></b>	<b>Descrição</b>	Corresponde ao montante de recursos financeiros, relativo ao mês de referência para alívio retroativo “mr”, utilizado para alívio retroativo do pagamento de encargos, limitado pelo total de pagamento retroativo de encargos, no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Fornecedor</b>	Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>RD_AR_ENC<sub>m,mr</sub></b>	<b>Recurso Disponível para o Alívio Retroativo do Pagamento de Encargos</b>	

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Corresponde ao total de recursos financeiros disponível, relativo ao mês de referência para alívio retroativo “mr”, para alívio retroativo do pagamento de encargos, mês de apuração “m”, formado pela sobra de recursos utilizados para alívio retroativo de exposições financeiras.</p> <p>R\$</p> <p>Consolidação de Resultados (Ajustes Decorrentes do Alívio Retroativo)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>SFM_FUT_RECONT<sub>m</sub></b>	<p><b>Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização</b></p> <p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Sobra Financeira para Alívio das Despesas Futuras para fins de Recontabilização no mês de apuração “m”</p> <p>R\$</p> <p>Tratamento das Exposições (Total das Exposições Positivas e Negativas)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>AJU_SF_RECON<sub>a,m</sub></b>	<p><b>Ajuste da Sobra Futura Decorrente de Recontabilizações</b></p> <p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Ajuste da Sobra Futura Decorrente de Recontabilizações do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”</p> <p>R\$</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>F_DIF_SF_TPAP<sub>m</sub></b>	<p><b>Sobra Financeira referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS</b></p> <p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Sobra Financeira referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração “m”</p> <p>n.a.</p> <p>Ajuste de Contabilização e Recontabilização</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>TPAP_ESS<sub>m</sub></b>	<b>Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS</b>	

	Descrição	Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Sobra Financeira do Mês Anterior referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS</b>	
SF_MA_TPAP <sub>m</sub>	Descrição	Sobra Financeira do Mês Anterior referente ao Total de Penalidades Aplicadas para Alívio do ESS no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Encargos (Total de Recursos Ajustados para Alívio de ESS)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída da Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês

	<b>Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS</b>	
SFF_ESS_FUT <sub>m</sub>	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m” para eventual alívio de despesas futuras com ESS acrescido da sobra dos recursos financeiros destinados ao alívio retroativo
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 3.2. ANEXO II - Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas

### Objetivo:

Apurar o efeito da contratação por quantidade para as usinas aptas a ser considerado nos resultados da contabilização dos agentes.

### Contexto:

Os contratos regulados por quantidade para usinas aptas a gerar preveem, em suas cláusulas contratuais, que o compromisso de contratação seja reduzido, na proporção do comprometimento, do agente vendedor. Os efeitos de exposições negativas provenientes do MCP deverão ser alocados aos agentes compradores. A [Figura 16](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

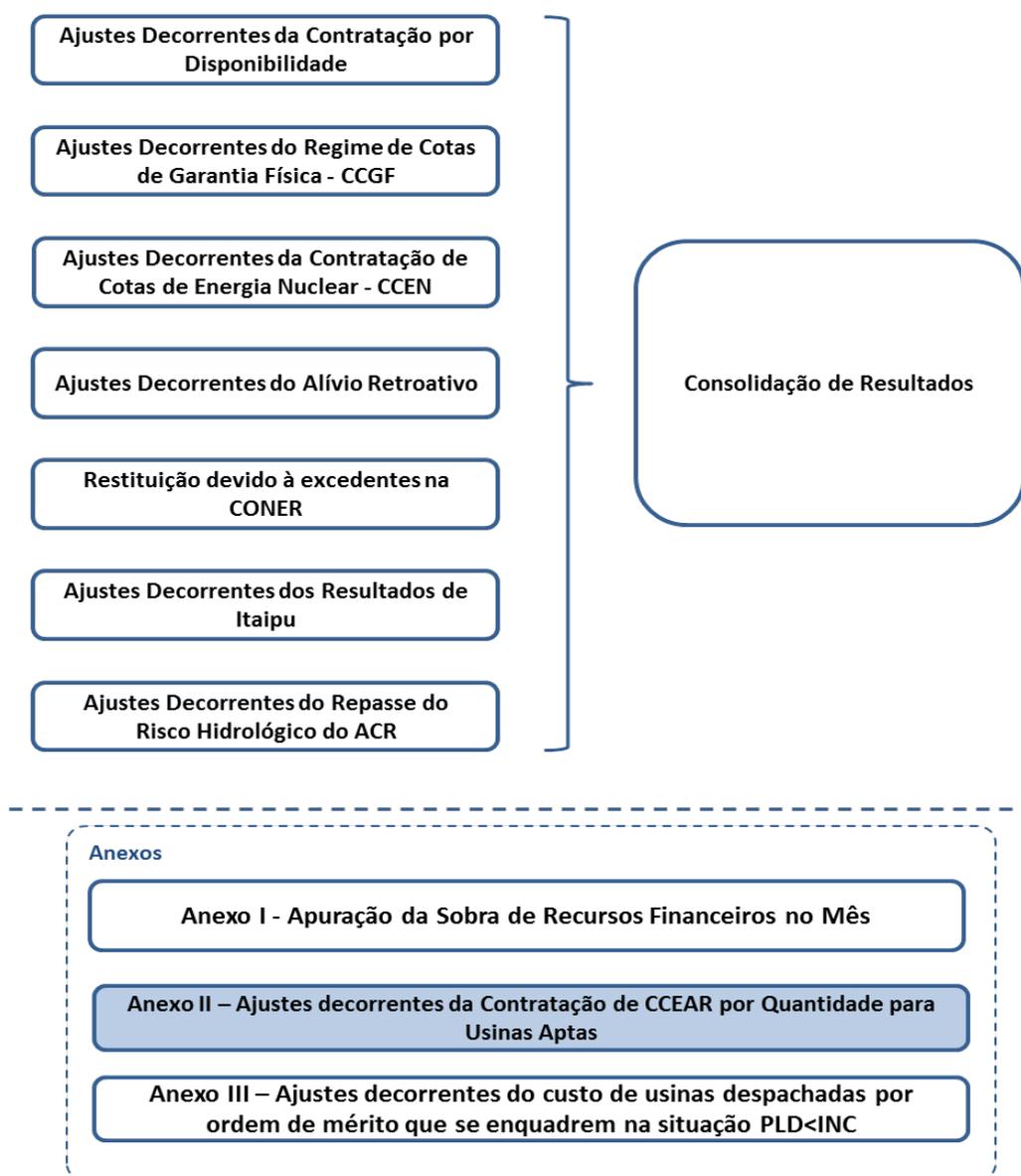


Figura 16: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

### 3.2.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Quantidade

67. Para usinas hidráulicas que negociaram energia em leilões de energia nova que possuam em seus contratos cláusulas específicas de isenção de exposições negativas em caso de atraso, desde que atestado pela ANEEL, da entrada em operação comercial das instalações de uso do âmbito de distribuição ou de transmissão da Rede básica necessárias para o escoamento da energia produzida pela usina, terá tratamento específico de acordo com os seguintes comandos e expressões:
68. A alocação da garantia física apta será priorizada para o atendimento aos CCEAR-Q que apresentem isenção de exposições negativas de curto prazo.
69. Os efeitos relacionados a usinas vinculadas a produtos negociados em CCEAR por quantidade, que possuam ao menos uma unidade geradora com status de apta, será dado pelo menor valor entre a soma dos contratos passíveis de repasse de efeitos de apta, e a garantia física

vinculada a unidade geradora apta multiplicada pelo fator de proporcionalização de alocação da garantia física apta. Dessa forma, o Efeito a ser considerado é expresso por:

$$EFAP\_CCEAR\_Q_{p,j} = \min \left( \sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j}; (GF\_AOC\_Q_{p,j} * FPA\_APTA_{\alpha,j}) \right)$$

Onde:

EFAP\_CCEAR\_Q<sub>p,j</sub> é o Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade de cada parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

GF\_AOC\_Q<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

FPA\_APTA<sub>α,j</sub> é o fator de proporcionalização de alocação da garantia física apta aos CCEAR-Q com direito a isenção do agente “α” no período de comercialização “j”

“ISAPTA” é o Conjunto de contratos que isentam o agente “α” vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

69.1. O cálculo da Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade é determinado pelos seguintes comandos:

69.1.1. Para usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo da Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade é realizado com base na Garantia Física não performada em função do número de unidades geradoras aptas da usina, expresso por:

$$GF\_AOC\_Q_{p,j} = GFIS\_MOT_{p,nap} - GFIS\_MOT_{p,n}$$

Onde:

GF\_AOC\_Q<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

GFIS\_MOT<sub>p,nap</sub> é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “nap” unidades geradoras em operação comercial e aptas a entrar em operação comercial

GFIS\_MOT<sub>p,n</sub> é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

69.1.2. Para as usinas cujo contrato de concessão ou o ato regulatório **não** contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo da Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade é obtido pela Garantia Física da usina na proporção da capacidade das unidades geradoras aptas a entrar em operação comercial em relação à capacidade total da usina, conforme a seguinte expressão:

$$GF\_AOC\_Q_{p,j} = GF_p * \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGACA} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$GF\_AOC\_Q_{p,j}$  é Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“UGACA” é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a Entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

69.2. O cálculo do fator de Proporcionalização de alocação da Garantia Física Apta aos CCEAR-Q deverá ser determinado para o agente proprietário de uma usina com ao menos uma unidade geradora em status de apta e comprometida com CCEAR-Q, e tenha vendido contratos no ambiente livre de contratação, que por sua vez não possuam isenção de exposições negativas na situação de apta, proporcionalize a alocação da garantia física para os contratos do ambiente livre e o CCEAR-Q. De modo que, caso o agente possua apenas o CCEAR-Q com isenção, este fator apresentará repasse de 100% da Garantia física apta. A posição é determinada pela comercialização líquida, ou seja, contratos bilaterais de venda no ambiente livre que estejam lastreados por contratos bilaterais de compra não serão considerados para alocação.

69.2.1. Para cada agente será determinado o fator de proporcionalização de alocação de garantia física apta de acordo com os seguintes comandos:

$$FPA\_APTA_{\alpha,j} = \frac{\sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j}}{CQ\_LIQ\_APTA_{\alpha,j}}$$

$$\forall e \in \alpha$$

Onde:

$FPA\_APTA_{\alpha,j}$  é o fator de proporcionalização de alocação da garantia física apta aos CCEAR-Q com direito a isenção do agente “ $\alpha$ ” no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_LIQ\_APTA_{\alpha,j}$  é a contratação líquida para apuração da isenção das exposições negativas de usinas com unidades geradoras em status de apta que apresentem CCEAR-Q com direito a isenção, para o agente “ $\alpha$ ” no período de comercialização “j”.

“ISAPTA” é o Conjunto de contratos que isentam o agente “ $\alpha$ ” vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

69.2.1.1. A contratação líquida a ser considerada para proporcionalização de alocação da garantia física apta aos CCEAR-Q é definida de acordo com a seguinte expressão:

$$CQ\_LIQ\_APTA_{\alpha,j} = \max \left( \sum_{\alpha \in \alpha} \left( \sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j} \right); \sum_{\alpha \in \alpha} \left( \sum_{e \in EVA} CQ_{e,j} - \sum_{e \in ECA} CQ_{e,j} \right) \right)$$

$$\forall e \in a$$

Onde:

$CQ\_LIQ\_APTA_{\alpha,j}$  é a contratação líquida para apuração da isenção das exposições negativas de usinas com unidades geradoras em status de apta que apresentem CCEAR-Q com direito a isenção, para o agente “ $\alpha$ ” no período de comercialização “ $j$ ”.

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “ $e$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

“ISAPTA” é o Conjunto de contratos que isentam o vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

70. O Efeito no Mercado de Curto Prazo da contratação de cada usina apta comprometida com CCEAR por quantidade, corresponde à totalização no mês da valoração do Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade ao Preço de Liquidação das Diferenças, e é expresso por:

$$EMCP\_CCEAR\_Q_{p,m} = \sum_{j \in m} (EFAP\_CCEAR\_Q_{p,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$EMCP\_CCEAR\_Q_{p,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto por Quantidade de cada parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$EFAP\_CCEAR\_Q_{p,j}$  é o Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade de cada parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “ $s$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

“ $s$ ” é o submercado em que a parcela de usina “ $p$ ” está localizada

71. A determinação do Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o agente comprador, por usina, nesses contratos é dado conforme a seguinte expressão:

$$ECQC\_PRE_{a,p,m} = EMCP\_CCEAR\_Q_{p,m} * F\_CQUANT_{a,p,m}$$

Onde:

$ECQC\_PRE_{a,p,m}$  é o Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente “ $a$ ”, por usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$EMCP\_CCEAR\_Q_{a,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto por Quantidade Total de cada agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$F\_CQUANT_{a,p,m}$  é o fator de comprometimento do perfil agente comprador “ $a$ ”, com contratos com a Cláusula do Efeito Desejado, onde o vendedor é a parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 71.1. O Fator de Comprometimento com Produtos por Quantidade é determinado em função da participação do agente comprador de um contrato por quantidade em relação à todos os compradores de CCEARs por quantidade da mesma usina, expresso por:

$$F\_CQUANT_{a,p,m} = \frac{\sum_{e \in ISAPTAC} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}}{\sum_{e \in ISAPTA} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}}$$

Onde:

$F\_CQUANT_{a,p,m}$  é o fator de comprometimento do perfil agente comprador “a”, com contratos com a Cláusula do Efeito Desejado, onde o vendedor é a parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“ISAPTAC” é o Conjunto de contratos que isentam o vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial, vinculados à parcela de usina “p”, em que o agente “a” é comprador

“ISAPTA” é o Conjunto de contratos que isentam o agente “a” vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

72. A determinação do Efeito do CCEAR por quantidade para o agente comprador nesses contratos consolida o resultado final do Efeito no Mercado de Curto Prazo Total ao Comprador dos Produtos negociados, conforme a seguinte expressão:

$$ECQC_{a,m} = \sum_{p \in PCQTA} ECQC\_PRE_{a,p,m}$$

Onde:

$ECQC_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECQC\_PRE_{a,p,m}$  é o Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“PCQTA” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, comprometidas com contratos por quantidade, onde o perfil de agente “a” é o comprador do contrato por quantidade

73. A determinação do Efeito do CCEAR por quantidade para o agente vendedor, consolida o resultado final do Efeito no Mercado de Curto Prazo Total ao Vendedor dos Produtos negociados, conforme a seguinte expressão:

$$ECQV_{a,m} = \sum_{p \in \alpha} EMCP\_CCEAR\_Q_{p,m}$$

Onde:

$ECQV_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Vendedor, para cada perfil de agente, “a”, no mês de apuração “m”

$EMCP\_CCEAR\_Q_{a,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Produto por Quantidade Total de cada agente “a”, no mês de apuração “m”

74. O Efeito do CCEAR por quantidade de usinas aptas compõe o resultado da contabilização de cada agente vinculado à contratação nesta modalidade. Este cálculo representa a redução do compromisso contratual para os vendedores de contratos por quantidade que tenham usinas

aptas no mês. O Efeito do CCEAR por quantidade é dado pela diferença entre o Efeito do CCEAR por quantidade para o Comprador e para o Vendedor, expresso por:

$$ECQA_{a,m} = ECQV_{a,m} - ECQC_{a,m}$$

Onde:

$ECQA_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECQC_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECQV_{a,m}$  é o Efeito do CCEAR por quantidade para o Vendedor, para cada perfil de agente, “a”, no mês de apuração “m”

### 3.2.2. Dados de Entrada dos Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas

<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total Associada a Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Garantia Física de Motorização</b>		
<b>GFIS_MOT<sub>p,n</sub></b>	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.2.3. Dados de Saída dos Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas

<b>Efeito do CCEAR Quantidade de Usinas Aptas</b>		
<b>ECQA<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Efeito da contratação por quantidade no caso de usinas atestadas como aptas a entrar em operação comercial, para cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador</b>		
<b>ECQC_PRE<sub>a,p,m</sub></b>	Descrição	Efeito preliminar do CCEAR por quantidade para o Comprador, para cada perfil de agente “a”, por usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>GF_AOC_Qp,j</b>	<b>Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade</b>
--------------------	--

Descrição	Garantia Física Apta da Usina Comprometida com CCEAR por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWmédio
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.3. ANEXO III - Ajustes decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

#### Objetivo:

Apurar os efeitos decorrentes de usinas que se encontrem despachadas por ordem de mérito e enquadradas na situação de PLD<INC.

#### Contexto:

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, conforme dispõe o art. 57, do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, as operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no Mercado de Curto Prazo são valoradas pelo PLD, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O PLD é um valor determinado semanalmente, de forma antecipada, limitado por preços mínimo e máximo, para cada período de comercialização e para cada submercado. Já o ONS calcula o despacho de usina com algumas diferenças, com base no CMO, conforme detalhado no caderno de “Preço de Liquidação das Diferenças”.

Diante destas diferenças entre a composição do PLD e o CMO se observa a ocorrência da situação em que uma determinada usina termelétrica é despachada por ordem de mérito pelo ONS, porém com o CVU maior do que o PLD calculado pela CCEE.

Portanto, a finalidade desta seção é ressarcir os custos dos geradores, despachados por ordem mérito de preço no ONS, não cobertos pelo PLD, rateando o custo remanescente por todos agentes que apresentarem consumo no mês de apuração.

A Figura 17 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo de consolidação de resultados:

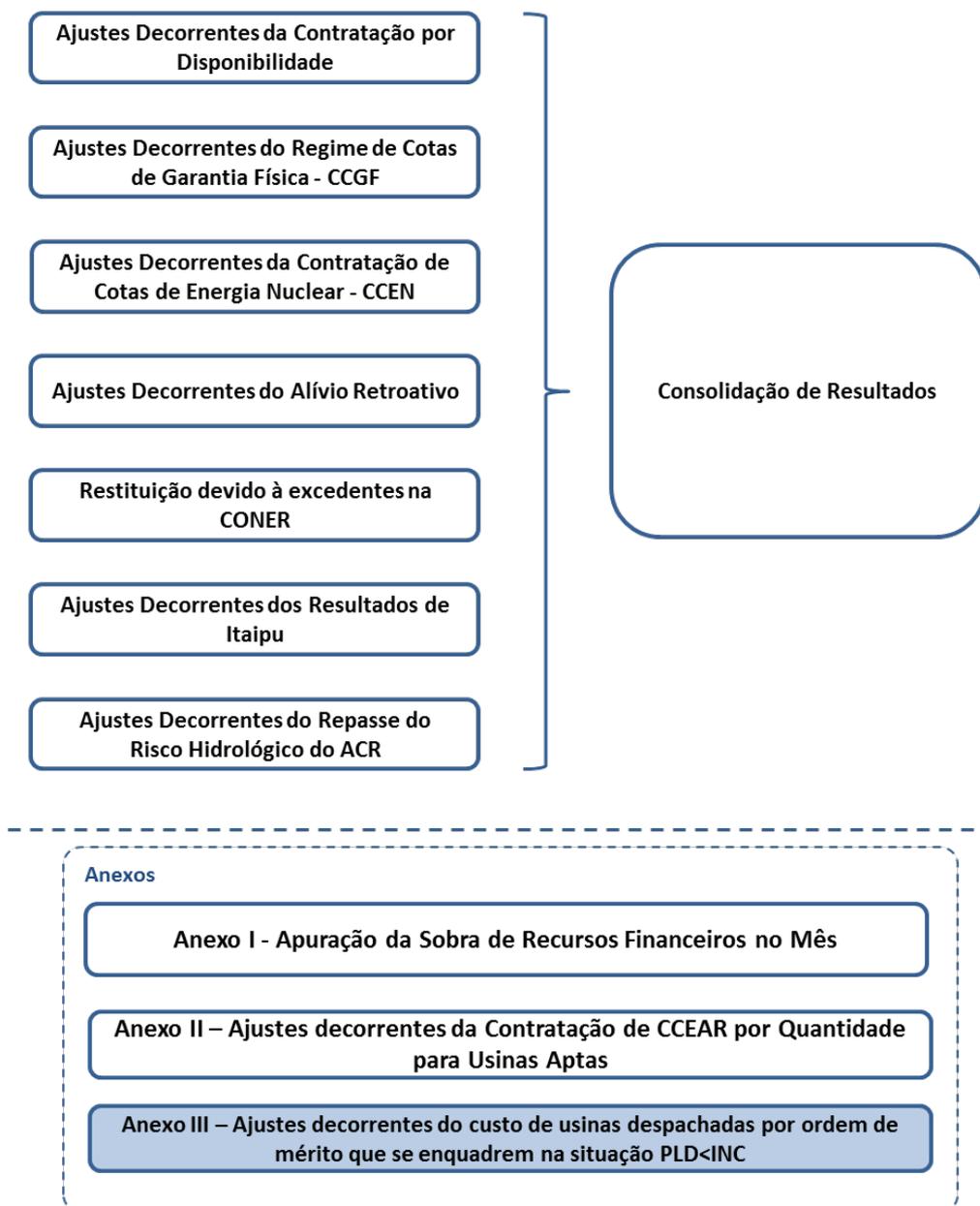


Figura 17: Geral do Módulo de Regras: “Consolidação de Resultados”

### 3.3.1. Detalhamento dos Ajustes Decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

75. Todas usinas termelétricas, com CVU não nulo, despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC, farão jus ao recebimento de ajuste financeiro referente à parcela de custos, incorridos pela geração, que não estiverem cobertos pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, estando elas comprometidas parcialmente ou totalmente descontratadas com contratos regulados por disponibilidade.
76. Para usinas que estejam parcialmente comprometidas com contratos por disponibilidade, a parcela a receber será determinada pela diferença positiva entre a geração verificada no centro de gravidade e seus comprometimentos. Já para usinas sem comprometimento com contratos regulados, a parcela de recebimento será a própria geração verificada.

- 76.1. Os montantes referentes ao percentual da usina comprometido com contratos regulados na modalidade disponibilidade não serão passíveis de conversão a custos de descolamento, visto que já estão sendo considerados na composição da tarifa regulada, conforme **Módulo 3, submódulo 3.2, itens 45 e 46 dos** Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e, portanto, tais custos já estão embutidos na Receita de Venda associada ao contrato regulado, e será recebido pelos geradores em sua Parcela Variável, paga pelos distribuidores compradores.
77. Estes custos serão pagos, na forma de rateio baseado no consumo líquido (abatimento da carga por geração própria estando localizado no mesmo sítio ou não), por todos os perfis de agente do Sistema Interligado Nacional - SIN.
78. Os custos de descolamento provocados pela condição de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC, deverão ser determinados para cada usina, conforme expressão abaixo:

$$C\_DESC\_P_{p,j} = G\_CUSTO\_DESC_{p,j} * \max \left( 0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$C\_DESC\_P_{p,j}$  é o Custo devido ao descolamento entre PLD e CMO da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_CUSTO\_DESC_{p,j}$  é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

- 78.1. A Geração considerada para valorar os custos de descolamento de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC, é dada por:

$$G\_CUSTO\_DESC_{p,j} = \max \left( 0; \left( G\_DOMP_{p,j} - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j} - \left( \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL_{p,j} \right) \right) \right)$$

Onde:

$G\_CUSTO\_DESC_{p,j}$  é a Geração Final passível de apuração de custo de descolamento da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$G\_DOMP_{p,j}$  é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

79. Os custos totais de descolamento a serem rateados, das usinas despachadas por ordem de mérito pelo ONS, será dado por:

$$C\_DESC\_TOT_j = \sum_p C\_DESC\_P_{p,j}$$

Onde:

$C\_DESC\_TOT_j$  é custo total devido ao descolamento entre PLD e CMO no período de comercialização “j”

$C\_DESC\_P_{p,j}$  é o Custo devido ao descolamento entre PLD e CMO da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

80. O recebimento total mensal, associado aos custos devido ao deslocamento entre PLD e CMO, de cada perfil de agente será calculada conforme expressão abaixo:

$$C\_DESC\_A_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{j \in m} C\_DESC\_P_{p,j}$$

Onde:

$C\_DESC\_A_{a,m}$  é o recebimento total associado aos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$C\_DESC\_P_{p,j}$  é o Custo devido ao descolamento entre PLD e CMO da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

### 3.3.2. Detalhamento da Apuração da parcela de rateio para repasse dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO

81. O Consumo Líquido, para aplicação no rateio associado aos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, será dado por:

$$TRC\_LIQ_{a,j} = \sum_s TRC\_ESS_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC\_LIQ_{a,j}$  é o Consumo Líquido de Referência do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$TRC\_ESS_{a,s,j}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

82. A parcela a ser paga por cada perfil de agente, associada aos custos devidos ao descolamento entre PLD e CMO, deverá ser proporcional ao seu consumo líquido, por período de comercialização, e será dado por:

$$C\_DESC\_RAT_{a,j} = C\_DESC\_TOT_j * \frac{TRC\_LIQ_{a,j}}{\sum_a TRC\_LIQ_{a,j}}$$

Onde:

$C\_DESC\_RAT_{a,j}$  é a parcela de pagamento, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$C\_DESC\_TOT_j$  é custo total devido ao descolamento entre PLD e CMO no período de comercialização “j”

$TRC\_LIQ_{a,j}$  é o Consumo Líquido de Referência do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

83. A parcela mensal total a ser paga por cada perfil de agente, associada aos custos devidos ao descolamento entre PLD e CMO, será dado por:

$$CDESC\_RAT\_M_{a,m} = \sum_{j \in m} C\_DESC\_RAT_{a,j}$$

Onde:

$CDESC\_RAT\_M_{a,m}$  é a parcela de pagamento total mensal, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$C\_DESC\_RAT_{a,j}$  é a parcela de pagamento, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

84. O efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO será dado por:

$$E\_DESC_{a,m} = C\_DESC\_A_{a,m} - CDESC\_RAT\_M_{a,m}$$

Onde:

$E\_DESC_{a,m}$  é o efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$C\_DESC\_A_{a,m}$  é o recebimento total associado aos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$CDESC\_RAT\_M_{a,m}$  é a parcela de pagamento total mensal, associado ao rateio dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### 3.3.3. Dados de Entrada dos Ajustes Decorrentes do custo de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

<b>Fator de Operação Comercial</b>		
<b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina "p" em relação à sua capacidade total
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito</b>		
<b>G_PROD_DOMP<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada</b>		
<b>DISP_MAX_AJU<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>		
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes

	componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica.
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	ONS
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo Total do Agente

<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo de Referência para Pagamento de Encargos de Serviços do Sistema

<b>TRC_ESS<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de serviços do sistema por agente, "a", por submercado "s" e período de comercialização "j" baseada na informação do consumo atendido pelo SIN
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo no Ambiente Livre

<b>RC_AL<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Consumo no Ambiente Livre da parcela de carga "c", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **PGDA<sub>α,p</sub>**      **Percentual de Geração Alocada da Usina para o Agente**

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Percentual de geração alocada da parcela de usina “p”, atribuído ao agente, “α”, independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo, sendo esse percentual utilizado para definição da participação do perfil de agente “a” no rateio dos custos de geração associados ao despacho por razão de segurança energética.</p> <p>n.a.</p> <p>Cadastro do Sistema Elétrico</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Geração Final na Ordem de Mérito</b>		
<b>G_DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.3.4. Dados de Saída dos Ajustes Decorrentes do custo de descolamento de usinas despachadas por ordem de mérito que se enquadrem na situação PLD<INC

<b>Efeito dos Custos devido ao descolamento entre PLD e CMO</b>		
<b>E_DESC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	É o efeito total dos custos devido ao descolamento entre PLD e CMO do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consumo Líquido de Referência Agente</b>		
<b>TRC_LIQ<sub>a,j</sub></b>	Descrição	Consumo Líquido de Referência do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## ANEXO XIII

### Liquidação

#### Versão 2021.2.0

### 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE

O Módulo de Liquidação trata da apuração dos valores monetários que constarão do mapa de liquidação financeira do mercado de curto prazo, e do rateio da eventual inadimplência observada nessa liquidação. Dado que o processo de contabilização é feito por perfil de agente, torna-se necessário agrupar os valores referentes a todos os perfis de um determinado agente da CCEE para verificar a posição final desse agente para fins de liquidação.

A ~~Figura 1~~ ~~Figura-1~~ apresenta a relação do módulo de “~~Liquidação~~ ~~Liquidação~~” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

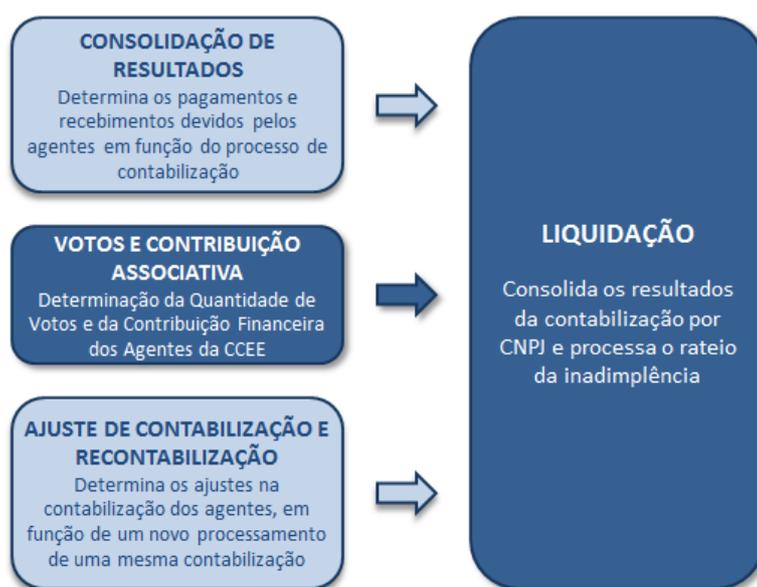


Figura 1: Relação do módulo ~~Liquidação~~ ~~Liquidação~~ com os demais módulos das Regras de Comercialização

Os resultados obtidos no processo de contabilização e seus respectivos ajustes se unem para formar o mapa de liquidação das operações de âmbito da CCEE nos termos ~~dos artigos 49 e 50~~ da Convenção de Comercialização.

Nas operações realizadas no âmbito da CCEE, o sistema de contabilização, e por consequência o processo de liquidação, é multilateral, isto é, as transações são realizadas sem que haja indicação de parte e contraparte. Dessa forma, ao final de um determinado período de operação, sempre em base mensal, o sistema calcula qual a posição, devedora ou credora de cada agente com relação ao mercado de curto prazo, não sendo possível a identificação de pares de agentes referentes a cada transação.

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “LiquidaçãoLiquidação”, esquematizado na Figura 2Figura 2, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de descrever o processo de formação do mapa de liquidação financeira, responsável por apontar todos os pagamentos e recebimentos, débitos e créditos referentes às operações realizadas na CCEE:

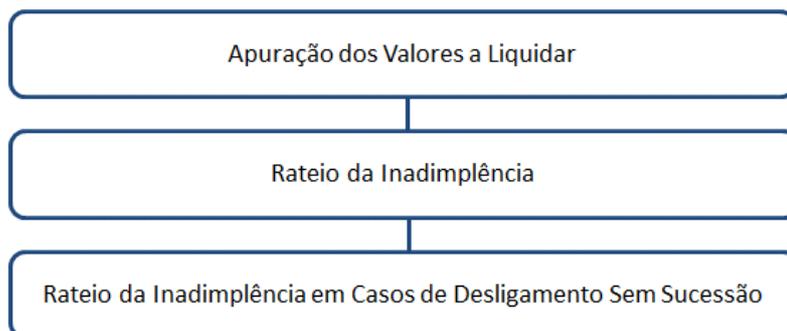


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “LiquidaçãoLiquidação”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas de liquidação, que serão detalhadas neste documento:

- **Apuração dos Valores a Liquidar:** determina os montantes apurados no processo de contabilização que devem constar no mapa de liquidação financeira (débitos e créditos referentes aos resultados da contabilização acrescidos dos eventuais ajustes) mensal definido pela CCEE.
- **Rateio da Inadimplência:** disciplina o mecanismo algébrico para determinar os percentuais de participação de cada agente em uma eventual inadimplência, uma vez que os agentes deverão suportar as repercussões financeiras decorrentes da inadimplência no Mercado de Curto Prazo, não coberta pelas Garantias aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes da contabilização, no período considerado.
- **Rateio da Inadimplência em Casos de Desligamento Sem Sucesso:** disciplina o mecanismo algébrico para determinar os percentuais de participação de cada agente em uma inadimplência em casos de desligamento compulsório de agentes, uma vez o débito desse agente desligado será rateado entre todos os agentes ativos da CCEE, na proporção de seus votos, na contabilização seguinte à última liquidação com participação desse agente desligado.

## 2. Detalhamento das Etapas de Liquidação

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “LiquidaçãoLiquidação”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Apuração dos Valores a Liquidar

**Objetivo:**

Determinar os valores monetários, apurados no processo de contabilização, que devem constar do mapa de liquidação financeira.

### Contexto:

A primeira etapa do processo de formação do mapa de liquidação financeira corresponde ao agrupamento dos resultados obtidos para cada perfil de agente associado à CCEE, por agente principal, sendo este o responsável pela liquidação financeira dos débitos ou créditos apurados, junto à instituição bancária, contratada pela CCEE para prestar este serviço ao mercado. A ~~Figura 3~~ ~~Figura 3~~ relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

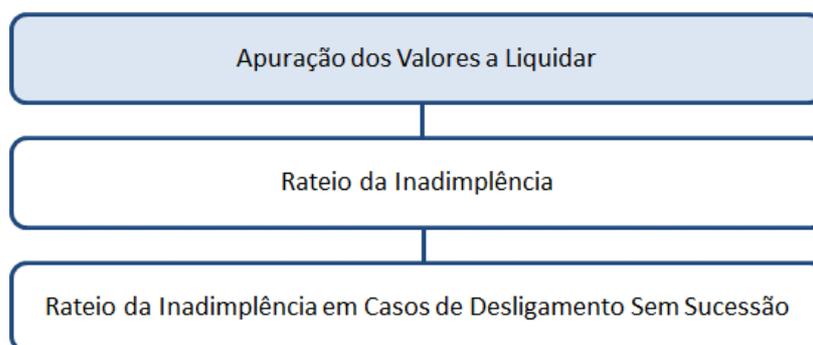


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: "~~Liquidação~~ ~~Liquidação~~"

#### 2.1.1. Detalhamento da Apuração dos Valores a Liquidar

O processo de apuração dos valores a liquidar para um conjunto de perfis de agentes na CCEE é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

1. Os ajustes, considerados na liquidação do agente, são realizados para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, e são determinados mediante a utilização de mecanismo auxiliar de cálculo.
2. O cálculo do Valor a ser Liquidado considera o Resultado Final, obtido no processo de contabilização por meio do módulo de regras "Consolidação de Resultados", acrescido dos eventuais ajustes atribuídos para cada perfil de agente, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$V\_LIQUI_{a,m} = RESULTADO_{a,m} + AJUSTES_{a,m} + AJU\_INAD\_DSS_{a,m}$$

Onde:

$V\_LIQUI_{a,m}$  é o Valor a ser Liquidado, do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

$RESULTADO_{a,m}$  é o Resultado Final do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$AJUSTES_{a,m}$  é o Valor do Ajuste para o perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$AJU\_INAD\_DSS_{a,m}$  é o Ajuste de Inadimplência por Desligamento sem Sucesso do agente "a", no mês de apuração "m"

3. O Valor Total a ser Liquidado consolida o Valor a ser Liquidado de todos os perfis de agente associados ao agente principal, sendo este último o responsável pelo processo de liquidação financeira. A expressão que agrupa os resultados dos diferentes perfis de agentes em um único agente principal é dada por:

$$V\_TOT\_LIQUI_{\alpha,m} = \sum_{a \in A\alpha} V\_LIQUI_{a,m}$$

Onde:

$V\_TOT\_LIQUI_{\alpha,m}$  é o Valor Total a ser Liquidado, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$V\_LIQUI_{a,m}$  é o Valor a ser Liquidado, do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de agente “ $a$ ” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

### 2.1.2. Dados de Entrada da Apuração dos Valores a Liquidar

<b>Resultado Final</b>		
<b>RESULTADO<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante a liquidar resultante do processo de contabilização da CCEE, atribuída ao perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração, “ $m$ ”. Valores positivos para esta variável representam a posição credora do agente enquanto valores negativos representam um saldo devedor atribuído ao agente.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Consolidação de Resultados)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Valor dos Ajustes de Contabilização</b>		
<b>AJUSTES<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor dos ajustes realizados para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, por perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração, “ $m$ ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Valor do Ajuste do Rateio da Inadimplência dos Agentes Desligados Sem Sucessão</b>		
<b>AJU_INAD_DSS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor do Ajuste de Inadimplência por Desligamento sem Sucessão do agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”.

Unidade	R\$
Fornecedor	Liquidação (Rateio da Inadimplência em casos de Desligamento Sem Sucessão)
Valores Possíveis	Negativos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída da Apuração dos Valores a Liquidar

$V\_TOT\_LIQUI_{\alpha,m}$	<b>Valor Total a ser Liquidado</b>	
	Descrição	Valor do total a ser liquidado pelo agente liquidante ou principal “ $\alpha$ ”, no mês de apuração, “ $m$ ”, decorrente de um processo de contabilização da CCEE
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.2. Determinação do Rateio da Inadimplência

### Objetivo:

Determinar os percentuais de rateio de inadimplência dos agentes credores em um processo de liquidação financeira da CCEE.

### Contexto:

O cálculo do rateio da eventual inadimplência observada no processo de liquidação financeira da CCEE corresponde à etapa intermediária do módulo de regras “Liquidação”. A [Figura 4](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

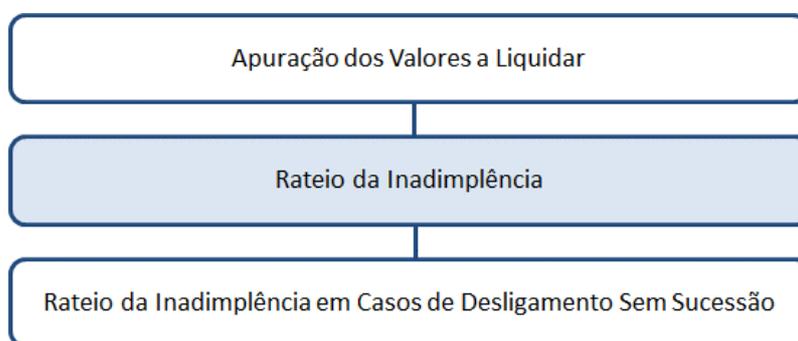


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: “[Liquidação](#)”

### 2.2.1. Detalhamento do Cálculo do Rateio da Inadimplência

O cálculo do rateio das eventuais inadimplências observadas no processo de liquidação financeira é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

4. Caso o agente da CCEE não deposite integralmente os recursos financeiros, segundo o valor informado pela CCEE, o Agente Custodiante atuará como contraparte, responsabilizando-se pelos valores não aportados pelo agente da CCEE até o limite das Garantias por este constituídas, conforme os Procedimentos de Comercialização correspondentes.
5. Caso valores aportados pelo Agente Custodiante não sejam suficientes para a cobertura dos compromissos financeiros dos agentes da CCEE, os demais agentes responderão pelos efeitos, na proporção de seus créditos líquidos de operações efetuadas no Mercado de Curto Prazo em um mesmo mês de apuração.
6. A determinação do Valor para Rateio da Inadimplência corresponde ao montante sobre o qual incide o rateio da eventual inadimplência observada no processo de liquidação financeira da CCEE. De acordo com ~~o § 1º do artigo 47 da~~ Convenção de Comercialização, apenas os agentes credores assumem os montantes inadimplidos, com exceção do Agente associado à Contratação da Energia de Reserva (ACER), que conforme ~~artigo 14 da Resolução Normativa nº 337/2008~~ regulamentação específica, não participa do eventual rateio da inadimplência. Não devem ser considerados para o rateio os eventuais créditos na liquidação financeira resultantes da restituição de excedentes da Conta de Energia de Reserva para os pagadores do Encargo de Energia de Reserva, devendo esse montante ser retirado do Valor Total a ser Liquidado, assim como os montantes referentes a importação de energia elétrica Interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai. Desta forma:

*Caso o agente “α” seja o Agente associado à Contratação da Energia de Reserva (ACER), então:*

$$V\_RAT\_INAD_{\alpha,m} = 0$$

*Para os demais agentes:*

$$V\_RAT\_INAD_{\alpha,m} = \max \left( 0, V\_TOT\_LIQUI_{\alpha,m} - \sum_{a \in \alpha} RES\_EXCD\_ER_{a,m} \right)$$

Onde:

$V\_RAT\_INAD_{\alpha,m}$  é o Valor para Rateio da Inadimplência, do agente “α”, no mês de apuração “m”

$V\_TOT\_LIQUI_{\alpha,m}$  é o Valor Total a ser Liquidado, do agente “α”, no mês de apuração “m”

$RES\_EXCD\_ER_{a,m}$  é o Resultado do Agente Referente ao Excedente da Energia de Reserva por cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Também não devem ser considerados para o rateio eventuais créditos vinculados ao processo de importação de energia da República Argentina e da República Oriental do Uruguai.

7. O cálculo do Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência indica a participação de cada agente principal credor no total de créditos calculados no processamento da contabilização em um mês de apuração, e é expresso por:

$$P\_RAT\_INAD_{\alpha,m} = \frac{V\_RAT\_INAD_{\alpha,m}}{\sum_{\alpha} V\_RAT\_INAD_{\alpha,m}}$$

Onde:

$P\_RAT\_INAD_{\alpha,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$V\_RAT\_INAD_{\alpha,m}$  é o Valor para Rateio da Inadimplência, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

### 2.2.2. Dados de Entrada do Cálculo do Rateio da Inadimplência

<b>Resultado Referente ao Excedente Financeiro da Energia de Reserva</b>	
<b>RES_EXCD_ER<sub><math>\alpha,m</math></sub></b>	<p><b>Descrição</b> Montante financeiro restituído aos agentes pagadores de Encargos de Energia de Reserva por sobras previstas na CONER, apurada para cada perfil de agente “<math>a</math>”, no mês “<math>m</math>”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Consolidação de Resultados (Determinação da Restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

<b>Valor Total a ser Liquidado</b>	
<b>V_TOT_LIQUI<sub><math>\alpha,m</math></sub></b>	<p><b>Descrição</b> Valor do total a ser liquidado pelo agente liquidante ou principal “<math>\alpha</math>”, no mês de apuração, “<math>m</math>”, decorrente de um processo de contabilização da CCEE</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> Liquidação (Apuração dos Valores a Liquidar)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>

### 2.2.3. Dados de Saída do Cálculo do Rateio da Inadimplência

<b>P_RAT_INAD<sub><math>\alpha,m</math></sub></b>	<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência</b>
---	--

Descrição	Estabelece o percentual de participação do agente liquidante ou principal “ $\alpha$ ”, no mês de apuração, “ $m$ ”, sob o qual incide o rateio da eventual inadimplência observada no processo de liquidação da CCEE.
Unidade	%
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Determinação do Rateio da Inadimplência em Casos de Desligamento Sem Sucessão

#### Objetivo:

Determinar os percentuais de rateio de inadimplência em casos de agentes inadimplentes sem sucessão em um processo de liquidação financeira da CCEE.

#### Contexto:

O cálculo do rateio da eventual inadimplência decorrente de agentes desligados observada no processo de liquidação financeira da CCEE corresponde à etapa final do módulo de regras “Liquidação”. A [Figura 5](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

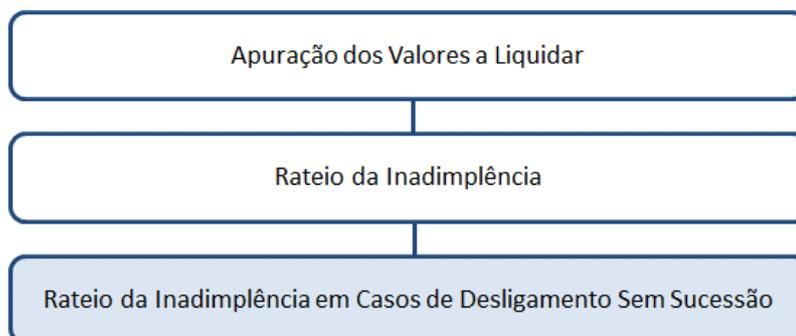


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Liquidação”

#### 2.3.1. Detalhamento do Cálculo do Rateio da Inadimplência em Casos de Desligamento Sem Sucessão

Caso um agente no mês de seu desligamento da CCEE fique inadimplente no pagamento de suas obrigações financeiras, o débito desse agente será rateado entre todos os agentes ativos na Câmara, na proporção de seus votos, sendo o efeito financeiro desse desligamento considerado na contabilização seguinte à última liquidação financeira com a participação desse agente desligado.

- No mês de desligamento do agente inadimplente, o Valor da Inadimplência de Agentes Desligados Sem Sucessão deverá ser segregado em razão do descumprimento de suas obrigações das demais inadimplências ocorridas na liquidação financeira, conforme a seguinte expressão:

$$V_{INAD\_DSS_{\alpha,m}} = V_{INAD_{\alpha,m-1}}$$

$$\forall \alpha \in ADSS$$

Onde:

$V\_INAD\_DSS_{\alpha,m}$  é o Valor da Inadimplência de Agentes Desligados Sem Sucessão do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$V\_INAD_{\alpha,m}$  é o Valor da Inadimplência, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ADSS” é o conjunto de agentes “ $\alpha$ ” desligados por descumprimento de obrigação

9. O Débito de Inadimplência por Desligamento de Agentes sem Sucessão calcula o impacto financeiro da inadimplência de cada agente desligado por descumprimento de obrigação em cada perfil de agente do mercado, através da multiplicação da inadimplência do agente desligado pela proporção de participação do perfil de agente no rateio da inadimplência:

$$DEB\_INAD\_DSS_{a,\alpha,m} = V\_INAD\_DSS_{\alpha,m} * FD\_INAD\_DSS_{a,m}$$

Onde:

$DEB\_INAD\_DSS_{a,\alpha,m}$  é o Débito de Inadimplência por Desligamento de Agentes sem Sucessão do perfil de agente “ $a$ ”, referente ao agente desligado por descumprimento de obrigação “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$V\_INAD\_DSS_{\alpha,m}$  é o Valor da Inadimplência de Agentes Desligados Sem Sucessão do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$FD\_INAD\_DSS_{a,m}$  é o Fator de Distribuição da Inadimplência dos Agentes Desligados Sem Sucessão do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ $\alpha$ ” é o agente desligado por descumprimento de obrigação

“ $a$ ” é o perfil de agente participante do rateio de inadimplência dos agentes desligados por descumprimento de obrigação

- 9.1. O Fator de Distribuição da Inadimplência dos Agentes Desligados Sem Sucessão calcula a proporção de participação de cada perfil de agente no rateio da inadimplência dos agente desligados por descumprimento de obrigações, utilizando a proporção de sua participação no rateio de votos, considerando apenas os perfis que participam do rateio de inadimplência, conforme a seguinte expressão:

*Se o perfil de agente participa do rateio da inadimplência dos agentes desligados por descumprimento de obrigação*

$$FD\_INAD\_DSS_{a,m} = \frac{CONTRIB_{\alpha,m} * FP\_E\_RP_{a,\alpha,m}}{\sum_{PAPRIDO} (CONTRIB_{\alpha,m} * FP\_E\_RP_{a,\alpha,m})}$$

*Caso contrário*

$$FD\_INAD\_DSS_{a,m} = 0$$

Onde:

$FD\_INAD\_DSS_{a,m}$  é o Fator de Distribuição da Inadimplência dos Agentes Desligados Sem Sucessão para o perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$CONTRIB_{\alpha,m}$  é o Percentual de Contribuição do agente “ $\alpha$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

FP\_E\_RP<sub>a,α,m</sub> é a Fator de participação de energia para o rateio proporcional dos votos do perfil do agente “a”, com relação ao agente principal “α”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”

PAPRIDO é o conjunto de perfis de agente “a” que participam do rateio da inadimplência dos desligados por descumprimento de obrigações

10. O Ajuste de Inadimplência por Desligamento sem Sucessão concatena os débitos referentes à inadimplência de todos agentes desligados por descumprimentos de obrigação calculados para cada perfil de agente impactado, pelo somatório de todos os débitos destinados ao perfil de agente:

$$AJU\_INAD\_DSS_{a,m} = \sum_{\alpha \in ADSS} DEB\_INAD\_DSS_{a,\alpha,m}$$

Onde:

AJU\_INAD\_DSS<sub>a,m</sub> é o Ajuste de Inadimplência por Desligamento sem Sucessão do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

DEB\_INAD\_DSS<sub>a,α,m</sub> é o Débito de Inadimplência por Desligamento de Agentes sem Sucessão do perfil de agente “a”, referente ao agente desligado por descumprimento de obrigação “α”, no mês de apuração “m”

“ADSS” é o conjunto de agentes “α” desligados por descumprimento de obrigação

### 2.3.2. Dados de Entrada do Cálculo do Rateio da Inadimplência em Casos de Desligamento Sem Sucessão

<b>Valor da Inadimplência</b>		
<b>V_INAD<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao valor da inadimplência na Liquidação Financeira do MCP, do agente “α”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Contribuição</b>		
<b>CONTRIB<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Contribuição do agente “α” no mês de apuração “m”
	Unidade	%
	Fornecedor	Votos e Contribuição Associativa (Rateio da Contribuição)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Fator de Participação de Energia para o Rateio Proporcional</b>	
<b>FP_E_RP<sub>a,α,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Fator de Participação de Energia para o Rateio Proporcional dos votos do perfil do agente “a”, com relação ao agente principal “α”, no mês de realização da Assembleia Geral, m.</p> <p><b>Unidade</b> n.a.</p> <p><b>Fornecedor</b> Votos e Contribuição Associativa (Apuração do Rateio de Votos)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

### 2.3.3. Dados de Saída do Cálculo do Rateio da Inadimplência em Casos de Desligamento Sem Sucessão

<b>Débito de Inadimplência por Desligamento de Agentes sem Sucessão</b>	
<b>DEB_INAD_DSS<sub>a,α,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Corresponde ao Débito de Inadimplência por Desligamento de Agentes sem Sucessão do perfil de agente “a”, referente ao agente desligado por descumprimento de obrigação “α”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Negativos ou Zero</p>

<b>Valor do Ajuste do Rateio da Inadimplência dos Agentes Desligados Sem Sucessão</b>	
<b>AJU_INAD_DSS<sub>α,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Corresponde a parcela de rateio da inadimplência referente aos agentes desligados sem sucessão atribuída a cada perfil de agente a da CCEE no mês de apuração “m”, a ser considerado na Liquidação Financeira subsequente ao mês de desligamento do agente inadimplente desligado.</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Negativos ou Zero</p>

**ANEXO XIV**  
**Ajuste de Contabilização e Recontabilização**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE.

Este módulo de regras trata da operacionalização do cálculo das diferenças apuradas entre o processamento de um ajuste de contabilização ou de uma recontabilização e o seu processamento anterior (seja este referente à contabilização, ajuste de contabilização ou recontabilização).

Além disso, este módulo detalha o tratamento dado aos eventuais ajustes na contabilização de agentes desligados da CCEE sem sucessão.

A [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Ajuste de Contabilização e Recontabilização” com os demais módulos das Regras de Comercialização.



Figura 1: Relação do módulo Ajuste de Contabilização e Recontabilização com os demais módulos das Regras de Comercialização

Os resultados da contabilização de cada agente, obtidos em decorrência de um processamento, podem demandar ajustes para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas, sob a responsabilidade da CCEE. O módulo de regras “Ajuste de Contabilização e Recontabilização” determina como se obtêm estes valores (sempre em termos pecuniários) por meio do cálculo das diferenças entre os resultados de dois diferentes processamentos, para cada agente.

### 1.1. Conceitos Básicos

#### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Ajuste de Contabilização e Recontabilização”, esquematizado na [Figura 2](#), possui apenas dois sub-módulos ou etapas de cálculos, conforme ilustra o esquema geral abaixo:

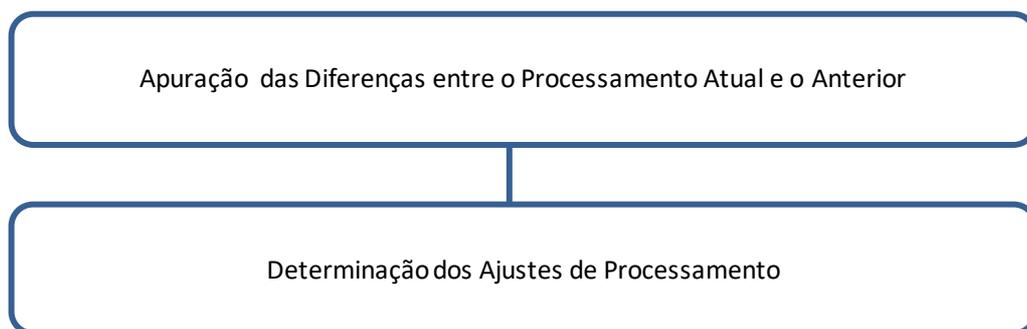


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Ajuste de Contabilização e Recontabilização”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do cálculo de ajuste de contabilização e recontabilização que serão detalhadas neste documento:

- **Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior:** aponta as diferenças nos resultados de cada agente da CCEE, obtidas entre dois processamentos diferentes da contabilização, referente a um determinado mês de apuração, considerando os ajustes realizados.
- **Determinação dos Ajustes de Processamento:** apura os ajustes finais de processamento relativos aos agentes, considerando (i) eventuais diferenças do saldo financeiro remanescente entre os processamentos e (ii) o tratamento dos valores monetários relativos aos ajustes apurados para agentes que sofreram um processo de desligamento sem sucessão.

### 1.1.2. As Diferenças entre os Processamentos da Contabilização

A [Figura 3](#) ~~Figura-3~~ exemplifica graficamente o processo de apuração das diferenças para cada agente da CCEE, obtidas a partir de dois processamentos de uma mesma contabilização. A partir deste processo, são determinados os valores monetários referentes aos ajustes de contabilização e recontabilização.

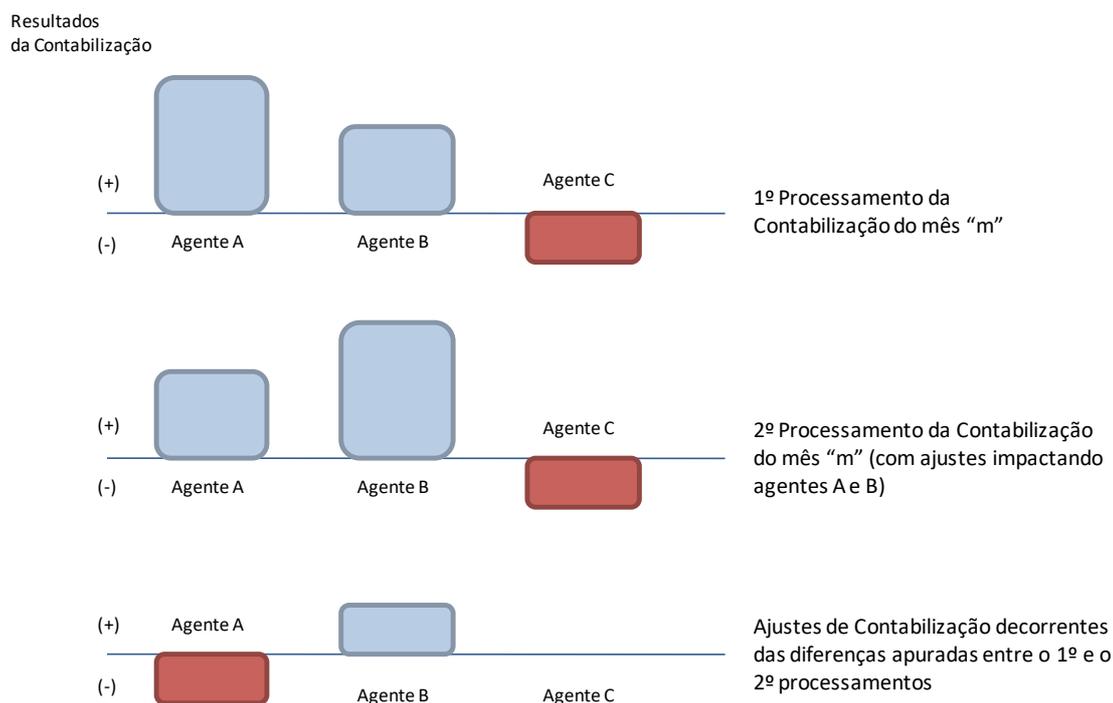


Figura 3: Diferenças entre dois processamentos da contabilização. Determinação dos ajustes preliminares

Neste exemplo, o ajuste realizado no segundo processamento impactou apenas os agentes A e B. No segundo processamento da contabilização, o agente A apresenta um resultado menos positivo do que no primeiro processamento. Já o agente B apresenta um resultado positivo maior. Logo, o ajuste da contabilização, resultante da diferença entre estes dois processamentos, indica um valor "a pagar" para o agente A e um valor "a receber" atribuído ao agente B. O agente C não foi impactado pelo ajuste de contabilização efetuado no segundo processamento.

### 1.1.3. O Tratamento do Agente Sem Sucessão

A [Figura 4](#) exemplifica o tratamento conferido, nos termos da Convenção de Comercialização, aos ajustes calculados para agentes que sofreram um processo de desligamento sem sucessão. Neste caso, o ajuste calculado para este agente é rateado entre os demais agentes na proporção de seus respectivos ajustes, sendo 50% para os credores e 50% para os devedores.

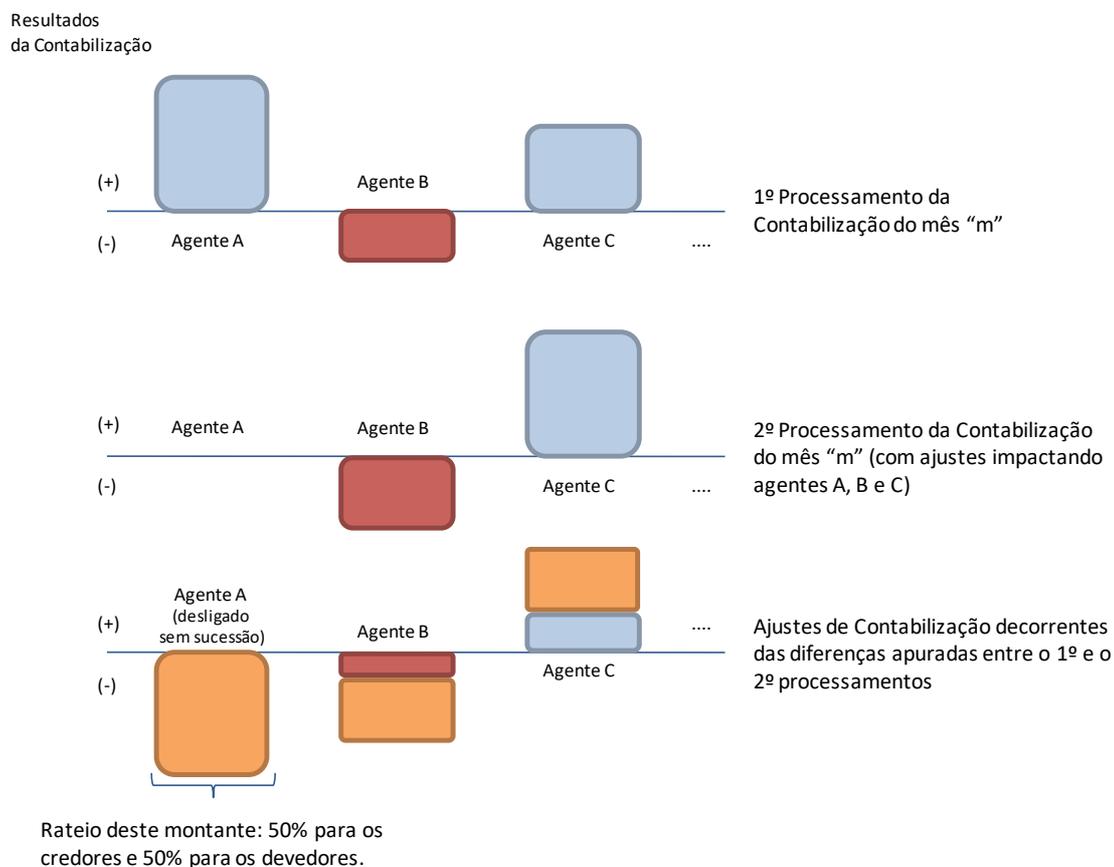


Figura 4: Exemplo do tratamento dos ajustes de agentes desligados sem sucessão

No exemplo do rateio do ajuste apurado para o agente desligado sem sucessor (agente A), metade será destinada aos agentes credores, afetados pelo novo processamento, e a outra metade será destinada aos agentes devedores. Caso não existam agentes credores, os ajustes apurados para os agentes desligados sem sucessão serão destinados integralmente aos agentes devedores e vice-versa.

## 2. Detalhamento das Etapas de Ajuste de Contabilização e Recontabilização

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Ajuste de Contabilização e Recontabilização", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior

#### Objetivo:

Apontar as diferenças nos resultados de cada agente da CCEE obtidas entre dois processamentos diferentes da contabilização, considerando os ajustes realizados.

#### Contexto:

Ao efetuar os ajustes demandados por decisões judiciais ou processos administrativos na contabilização da CCEE, são esperados impactos nos resultados já processados, auditados e liquidados dos agentes envolvidos, direta ou indiretamente, nesses processos. Além disso, os saldos financeiros decorrentes do processo natural da contabilização também podem ser afetados por tais ajustes. Esta etapa do cálculo apura justamente estas diferenças, tanto dos resultados verificados dos agentes, quanto dos saldos remanescentes do processamento da contabilização.

A [Figura 5](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

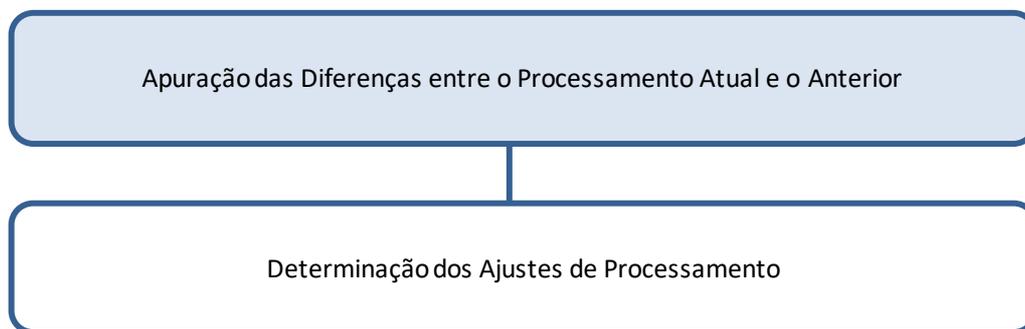


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Ajuste de Contabilização e Recontabilização”

### 2.1.1. Detalhamento da Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior

A apuração das diferenças entre o processamento da contabilização atual e o processamento anterior é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

1. As regras algébricas para ajuste de contabilização e/ou de uma recontabilização restringem todos os efeitos de um processamento ao próprio mês processado, de forma que as contabilizações realizadas nos meses subsequentes ao mês processado não sejam impactadas.
2. O ajuste de contabilização é realizado para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, ou em seu cancelamento, sendo preservados os dados e os valores originais do processo de contabilização e liquidação considerado.
3. A recontabilização é realizada quando os dados e os valores relativos a um processo de contabilização e liquidação mensal já encerrado, mesmo que auditados, forem alterados em decorrência de decisão judicial transitada e julgada, de revogação de liminar ou de decisão arbitral, de decisão administrativa do Conselho de Administração da CCEE ou de determinação legal.
4. O cálculo da Diferença entre Processamentos considera o resultado de um processo de contabilização para o agente no mês de apuração, acrescido dos ajustes demandados pela instituição, em relação ao resultado obtido para o mesmo agente em um processamento anterior e seus respectivos ajustes de contabilização, relativo ao mesmo mês de apuração. Este resultado é ajustado para compor o Ajuste Final do Processamento a ser considerado no processo de liquidação do agente na CCEE. A Diferença entre Processamentos é expressa por:

$$DIF\_PRO_{a,m,u} = (RESULTADO_{a,m,u} + AJUSTES_{a,m,u}) - (RESULTADO_{a,m,u-1} + AJUSTES_{a,m,u-1})$$

Onde:

$DIF\_PRO_{a,m,u}$  é a Diferença entre Processamentos, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$RESULTADO_{a,m}$  é o Resultado Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

AJUSTES<sub>a,m</sub> é o Valor dos Ajustes de Contabilização para o perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“u” refere-se ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) realizado para o mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

5. O cálculo da Diferença do Saldo Financeiro entre Processamentos considera os montantes identificados como Sobras Financeiras Finais para Alívio das Despesas Futuras, obtido no processamento de contabilização para um mês de apuração, em relação ao processamento anterior. Além das sobras financeiras, a apuração da Diferença do Saldo Financeiro entre Processamentos observa eventual diferença no referido saldo financeiro decorrente da aplicação de decisões de natureza de liminar em processos de recontabilização, e é expresso por:

$$DIF\_SF_{m,u} = (SFF\_FUT_{m,u} - SF\_LIM_{m,u}) - (SFF\_FUT_{m,u-1} - SF\_LIM_{m,u-1})$$

Onde:

DIF\_SF<sub>m,u</sub> é a Diferença do Saldo Financeiro entre Processamentos referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

SFF\_FUT<sub>m</sub> é a Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras no mês de apuração “m”

SF\_LIM<sub>m</sub> é a Diferença no Saldo Financeiro Decorrente da Aplicação de Liminares no mês de apuração “m”

“u” refere-se ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) realizado para o mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

6. O cálculo da Diferença do Total de Penalidades Pagas pelo Agente considera os montantes financeiros pagos que devem ser estornados ao Agente, que foram obtidos por meio da diferença de pagamentos no processamento de contabilização para um mês de apuração, em relação ao processamento anterior. É expresso por:

$$DIF\_TPEN\_PAG_{a,m,u} = \max(0, TPEN\_PAG_{a,m,u-1} - TPEN\_PAG_{a,m,u})$$

Onde:

DIF\_TPEN\_PAG<sub>a,m,u</sub> é a Diferença do Total de Penalidades Paga pelo Agente entre Processamentos, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”, que devem ser estornadas

TPEN\_PAG<sub>a,m</sub> é o Total de Penalidades Pagas pelo perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“u” refere-se ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) realizado para o mês de apuração “m”

“u-1” refere-se ao processamento (contabilização, ou ajuste de contabilização, ou recontabilização), do mês de apuração “m”, anterior ao processamento “u”

### 2.1.2. Dados de Entrada da Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior

<b>RESULTADO<sub>a,m</sub></b>	<b>Resultado Final</b>	
	Descrição	Montante a liquidar resultante do processo de contabilização da CCEE, atribuído ao perfil de agente “a”, no mês de apuração, “m”. Valores positivos para esta variável representam a posição credora do agente enquanto valores negativos representam um saldo devedor atribuído ao agente.
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Consolidação de Resultados)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>SFF_ESS_FUT<sub>m</sub></b>	<b>Sobra Financeira Final para Alívio das Despesas Futuras com ESS</b>	
	Descrição	Corresponde à sobra de recursos decorrentes do alívio de Encargos de Serviços do Sistema no mês de apuração “m” para eventual alívio de despesas futuras com ESS acrescido da sobra dos recursos financeiros destinados ao alívio retroativo
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Anexo I – Apuração da Sobra de Recursos Financeiros no Mês)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>AJUSTE<sub>a,m</sub></b>	<b>Valor do Ajuste de Contabilização</b>	
	Descrição	Valor do Ajuste de Contabilização, fornecido pela CCEE, por perfil de agente “a”, no mês de apuração, “m”, decorrente de liminares judiciais
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>SF_LIM<sub>m</sub></b>	<b>Diferença no Saldo Financeiro Decorrente da Aplicação de Liminares</b>	

Descrição	Representa o valor monetário associado à diferença observada no saldo do excedente financeiro, no mês de apuração, "m", decorrente de liminares judiciais
Unidade	R\$
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Total de Penalidades Pagas

TPEN_PAG <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Penalidades Pagas pelo perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Detalhamento da Consolidação de Resultados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída da Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior

<b>Diferença entre Processamentos</b>		
DIF_PRO <sub>a,m,u</sub>	Descrição	Valor calculado pela CCEE relativo à diferença verificada no resultado da contabilização do agente, "a", no mês de apuração, "m", em relação ao resultado obtido no último processamento válido da contabilização, "u"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Diferença do Saldo Financeiro entre Processamentos</b>		
DIF_SF <sub>m,u</sub>	Descrição	Valor calculado pela CCEE relativo à diferença verificada no saldo financeiro da contabilização em um mês de apuração, "m", em relação ao saldo obtido no último processamento válido da contabilização, "u"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

DIF_TPEN_PAG <sub>a,m,u</sub>	<b>Diferença do Total de Penalidades Paga pelo Agente entre Processamentos</b>
-------------------------------	--

Descrição	Diferença do Total de Penalidades Paga pelo Agente entre Processamentos, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”, que devem ser estornadas
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Determinação dos Ajustes de Processamento

### Objetivo:

Apurar os ajustes finais de processamento cabíveis aos agentes da CCEE decorrentes dos cálculos das diferenças entre dois processamentos da contabilização.

### Contexto:

A determinação dos ajustes finais de processamento corresponde à etapa final do cálculo do ajuste de contabilização e recontabilização relativo a cada agente da CCEE. O cálculo dos ajustes finais considera também o tratamento dado às diferenças de resultados na contabilização de agentes desligados sem sucessão. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

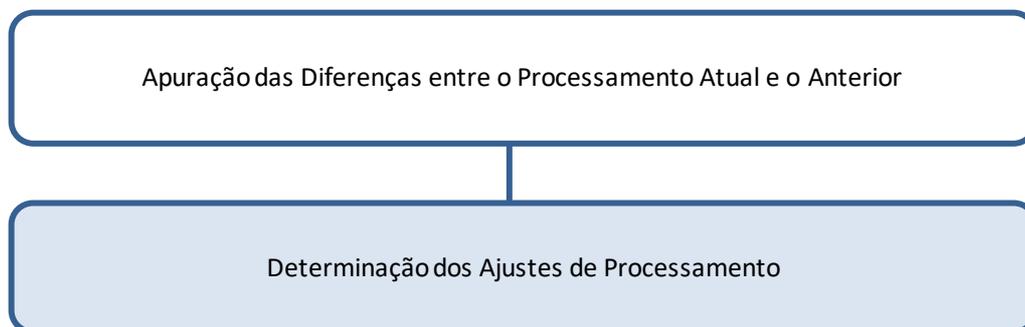


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Ajuste de Contabilização e Recontabilização”

### 2.2.1. Detalhamento dos Ajustes de Processamento

A determinação dos ajustes de processamento finais é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

7. A diferença do saldo financeiro entre processamentos é rateada entre todos os agentes na proporção das diferenças apuradas para seus resultados finais de contabilização. Dessa forma, o Ajuste Preliminar do Processamento é dado pela seguinte expressão:

$$AJU\_PRE_{a,m,u} = DIF\_PRO_{a,m,u}$$

Onde:

$AJU\_PRE_{a,m,u}$  é o Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$DIF\_PRO_{a,m,u}$  é a Diferença entre Processamentos, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

“u” refere-se ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) realizado para o mês de apuração “m”

### Tratamento das Diferenças Apuradas para os Agentes Desligados sem Sucessão

8. O rateio do montante eventualmente apurado, tanto a débito quanto a crédito, para o Agente da CCEE sem Sucessor será realizado da seguinte forma:
  - a) 50% (cinquenta por cento) do montante apurado serão destinados aos agentes da CCEE credores afetados pela Recontabilização, rateado na proporção do ajuste de cada agente; e
  - b) 50% (cinquenta por cento) do montante apurado serão destinados aos agentes da CCEE devedores afetados pela Recontabilização, rateado na proporção do ajuste de cada agente.
9. A determinação do Agente Credor no Ajuste Preliminar do Processamento se faz necessária para o rateio das diferenças apuradas entre processamentos da contabilização de agentes desligados da CCEE, sem nomeação de um agente sucessor. O Agente Credor no Ajuste Preliminar do Processamento filtra os Ajustes Preliminares do Processamento positivos, e é determinado por:

$$AJU\_PRE\_CRED_{a,m,u} = \max(0, AJU\_PRE_{a,m,u})$$

Onde:

$AJU\_PRE\_CRED_{a,m,u}$  é o Agente Credor no Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE_{a,m,u}$  é o Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

10. O cálculo do Total de Ajustes dos Agentes Credores, utilizado no rateio dos ajustes apurados para os agentes desligados sem sucessão, soma todos os valores referentes aos Agentes Credores no Ajuste Preliminar do Processamento, exceto os agentes desligados sem sucessão, conforme a seguinte expressão:

$$TAJU\_CRED_{m,u} = \sum_{a \in AEDSS} AJU\_PRE\_CRED_{a,m,u}$$

Onde:

$TAJU\_CRED_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE\_CRED_{a,m,u}$  é o Agente Credor no Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

“AEDSS” é o conjunto de perfis de agentes “a” exceto os desligados sem sucessor

11. A determinação do Agente Devedor no Ajuste Preliminar do Processamento se faz necessária para o rateio das diferenças apuradas entre processamentos da contabilização de agentes desligados da CCEE, sem nomeação de um agente sucessor. O Agente Devedor no Ajuste Preliminar do Processamento filtra os Ajustes Preliminares do Processamento negativos, e é determinado por:

$$AJU\_PRE\_DEV_{a,m,u} = \min(0, AJU\_PRE_{a,m,u})$$

Onde:

$AJU\_PRE\_DEV_{a,m,u}$  é o Agente Devedor no Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE_{a,m,u}$  é o Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

12. O cálculo do Total de Ajustes dos Agentes Devedores, utilizado no rateio dos ajustes apurados para os agentes desligados sem sucessão, soma todos os valores referentes aos Agentes Devedores no Ajuste Preliminar do Processamento, exceto os agentes desligados sem sucessão, conforme a seguinte expressão:

$$TAJU\_DEV_{m,u} = \sum_{a \in AEDSS} AJU\_PRE\_DEV_{a,m,u}$$

Onde:

$TAJU\_DEV_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE\_DEV_{a,m,u}$  é o Agente Devedor no Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

“AEDSS” é o conjunto de perfis de agentes “a” exceto os desligados sem sucessor

13. O cálculo do Total de Ajustes Preliminares dos Agentes Desligados Sem Sucessão responde pelo agrupamento de todas as diferenças apuradas entre dois processamentos de contabilização, relativos aos resultados de agentes desligados sem nomeação de sucessor, e é expresso por:

$$TAJU\_PRE\_DSS_{m,u} = \sum_{a \in ADSS} AJU\_PRE_{a,m,u}$$

Onde:

$TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE_{a,m,u}$  é o Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

“ADSS” é o conjunto de perfis de agentes “a” desligados sem sucessor

14. O rateio do montante eventualmente apurado, tanto a débito quanto a crédito, para o agente desligado sem sucessor, será destinado 50% (cinquenta por cento) aos agentes credores, afetados pela Recontabilização, e os outros 50% (cinquenta por cento) será destinado aos agentes devedores, afetados pela Recontabilização. Entretanto, caso não existam agentes credores, os ajustes apurados para os agentes desligados sem sucessão serão destinados integralmente aos agentes devedores e vice-versa. Sendo assim, o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para rateio entre os Credores e os Devedores é calculado da seguinte forma:

- 14.1. Se existem agentes credores e devedores no mês de apuração, 50% do Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão será destinado aos agentes credores, afetados pela Recontabilização, e os outros 50% serão destinados aos agentes devedores, conforme as seguintes expressões:

*Para  $TAJU\_CRED_{m,u} > 0$  e  $TAJU\_DEV_{m,u} < 0$ ;*

$$TAJU\_CRED\_DSS_{m,u} = \frac{TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}}{2}$$

e

$$TAJU\_DEV\_DSS_{m,u} = \frac{TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}}{2}$$

Onde:

$TAJU\_CRED\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_DEV\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_CRED_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_DEV_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

- 14.2. Caso só existam agentes devedores, os ajustes apurados para os agentes desligados sem sucessão serão destinados integralmente aos agentes devedores, conforme as seguintes expressões:

*Para  $TAJU\_CRED_{m,u} = 0$  e  $TAJU\_DEV_{m,u} < 0$ ;*

$$TAJU\_CRED\_DSS_{m,u} = 0$$

e

$$TAJU\_DEV\_DSS_{m,u} = TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}$$

Onde:

TAJU\_CRED\_DSS<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

TAJU\_DEV\_DSS<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

TAJU\_CRED<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste dos Agentes Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

TAJU\_DEV<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste dos Agentes Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

TAJU\_PRE\_DSS<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

14.3. Caso só existam agentes credores, os ajustes apurados para os agentes desligados sem sucessão serão destinados integralmente aos agentes credores, conforme as seguintes expressões:

Para TAJU\_CRED<sub>m,u</sub> > 0 e TAJU\_DEV<sub>m,u</sub> = 0

$$TAJU\_CRED\_DSS_{m,u} = TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}$$

e

$$TAJU\_DEV\_DSS_{m,u} = 0$$

Onde:

TAJU\_CRED\_DSS<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

TAJU\_DEV\_DSS<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

TAJU\_CRED<sub>m,u</sub> é o Total de Ajuste dos Agentes Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_DEV_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_PRE\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

15. O Ajuste do Agente Credor referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão refere-se ao rateio do total de ajuste preliminar, dos agentes desligados sem sucessão, entre os agentes credores, expresso por:

$$AJU\_CRED\_DSS_{a,m,u} = TAJU\_CRED\_DSS_{m,u} * \frac{AJU\_PRE\_CRED_{a,m,u}}{TAJU\_CRED_{m,u}}$$

Onde:

$AJU\_CRED\_DSS_{a,m,u}$  é o Ajuste do Agente Credor referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_CRED\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE\_CRED_{a,m,u}$  é o Agente Credor no Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_CRED_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Credores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

16. O Ajuste do Agente Devedor referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão refere-se ao rateio do total de ajuste preliminar, dos agentes desligados sem sucessão, entre os agentes devedores, expresso por:

$$AJU\_DEV\_DSS_{a,m,u} = TAJU\_DEV\_DSS_{m,u} * \frac{AJU\_PRE\_DEV_{a,m,u}}{TAJU\_DEV_{m,u}}$$

Onde:

$AJU\_DEV\_DSS_{a,m,u}$  é o Ajuste do Agente Devedor referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_DEV\_DSS_{m,u}$  é o Total de Ajuste Preliminar dos Agentes Desligados Sem Sucessão para Rateio entre os Devedores, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE\_DEV_{a,m,u}$  é o Agente Devedor no Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$TAJU\_DEV_{m,u}$  é o Total de Ajuste dos Agentes Devedores, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

17. O cálculo do Ajuste do Agente referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão refere-se à soma dos ajustes do agente credor e devedor em função dos agentes desligados sem sucessão, para consolidar a informação em uma única variável por agente, conforme a seguinte expressão:

$$AJU\_DSS_{a,m,u} = AJU\_CRED\_DSS_{a,m,u} + AJU\_DEV\_DSS_{a,m,u}$$

Onde:

$AJU\_DSS_{a,m,u}$  é o Ajuste referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_CRED\_DSS_{a,m,u}$  é o Ajuste do Agente Credor referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_DEV\_DSS_{a,m,u}$  é o Ajuste do Agente Devedor referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

### **Cálculo do Ajuste Final do Processamento**

18. A determinação do Ajuste Final do Processamento considera o efeito do rateio dos Ajustes da Contabilização em função do desligamento sem sucessão de agentes no Ajuste Preliminar do Processamento. O Ajuste Final do Processamento é calculado por agente, no mês de apuração, e expresso por:

$$AJU\_FINAL_{a,m,u} = AJU\_PRE_{a,m,u} + AJU\_DSS_{a,m,u} + DIF\_TPEN\_PAG_{a,m,u}$$

Onde:

$AJU\_FINAL_{a,m,u}$  é o Ajuste Final do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_PRE_{a,m,u}$  é o Ajuste Preliminar do Processamento, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$AJU\_DSS_{a,m,u}$  é o Ajuste referente aos Agentes Desligados Sem Sucessão, do perfil de agente “a”, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”

$DIF\_TPEN\_PAG_{\alpha,m,u}$  é a Diferença do Total de Penalidades Paga pelo Agente entre Processamentos, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”, que devem ser estornadas.

19. O Ajuste Final do Processamento originário de um processo de contabilização e/ou de uma recontabilização será inserido no sistema pela CCEE para inclusão no processo de contabilização e liquidação do mês corrente.

### 2.2.2. Dados de Entrada dos Ajustes de Processamento

<b>Diferença entre Processamentos</b>		
<b><math>DIF\_PRO_{a,m,u}</math></b>	Descrição	Valor calculado pela CCEE relativo à diferença verificada no resultado da contabilização do agente, “a”, no mês de apuração, “m”, em relação ao resultado obtido no último processamento válido da contabilização, “u”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Ajuste de Contabilização e Recontabilização (Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Diferença do Total de Penalidades Paga pelo Agente entre Processamentos</b>		
<b><math>DIF\_TPEN\_PAG_{a,m,u}</math></b>	Descrição	Diferença do Total de Penalidades Paga pelo Agente entre Processamentos, referente ao último processamento (recontabilização ou ajuste de contabilização) “u” realizado para o mês de apuração “m”, que devem ser estornadas
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Ajuste de Contabilização e Recontabilização (Apuração das Diferenças entre o Processamento Atual e o Anterior)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída dos Ajustes de Processamento

<b><math>AJU\_FINAL_{a,m,u}</math></b>	<b>Ajuste Final do Processamento</b>
--	--------------------------------------

Descrição	Valor calculado pela CCEE relativo à diferença verificada no resultado da contabilização do agente, "a", no mês de apuração, "m", em relação ao resultado obtido no último processamento válido da contabilização, "u". Considera o rateio do Saldo Financeiro e os Ajustes da Contabilização em função do desligamento sem sucessão de agentes.
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

---

**ANEXO XV**  
**Penalidades de Energia**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE, exceto o Agente Comercializador de Energia de Itaipu, o Agente Comercializador de Energia do Proinfa, o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva, o Agente representante das usinas Angra I e Angra II, além dos perfis de agente que representam as usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos do Decreto nº 7.805/12.

As penalidades técnicas foram instituídas com o objetivo de garantir o cumprimento da legislação setorial, além de proporcionar maior segurança às operações de comercialização de energia. Desse modo, as operações, sejam elas de compra ou venda de energia elétrica, deverão ser lastreadas por algum empreendimento, sendo tal lastro constituído pela garantia física proporcionada por empreendimentos de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante a compra de contratos de energia.

A atual metodologia de apuração das penalidades técnicas tem como base regulatória o Decreto nº 5.163/04, em especial o art. 2º que, em síntese, prevê que todos os agentes da CCEE apresentem cem por cento de suas operações de compra ou venda de energia, devidamente lastreadas.

As penalidades técnicas são abordadas no módulo “Penalidades de Energia” das Regras de Comercialização, conforme [Figura 1](#).

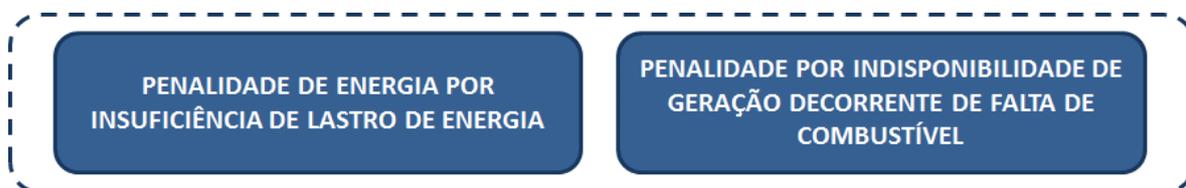


Figura 1: Representação dos submódulos de Penalidades Técnicas

O módulo das Regras de Comercialização denominado “Penalidades de Energia” é dividido em dois submódulos. O primeiro, Insuficiência de Lastro de Energia, tem por objetivo calcular as penalidades para todos os agentes da CCEE que não apresentarem cem por cento de lastro energia para todas suas operações, com base em um histórico de 12 meses. A exceção dos agentes pertencentes à categoria de Distribuição, que é objeto do cálculo em periodicidade anual, todos os agentes pertencentes às demais categorias têm tal penalidade aferida mensalmente.

O segundo submódulo, Falta de Combustível, visa apurar a penalidade aos proprietários de usinas termelétricas que apresentarem indisponibilidade em função da falta de combustível.

O módulo “Penalidades de Energia” reúne informações procedentes dos módulos de Medição Contábil, Garantia Física, Contratos, Alocação de Geração Própria e Comprometimento de Usinas, utilizadas na apuração da insuficiência de lastro de energia. As informações calculadas neste módulo representam insumos para os módulos “Tratamento das Exposições”, “Encargos”, “Consolidação de Resultados” e “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”.

A [Figura 2](#) apresenta a relação do módulo de “Penalidades de Energia” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

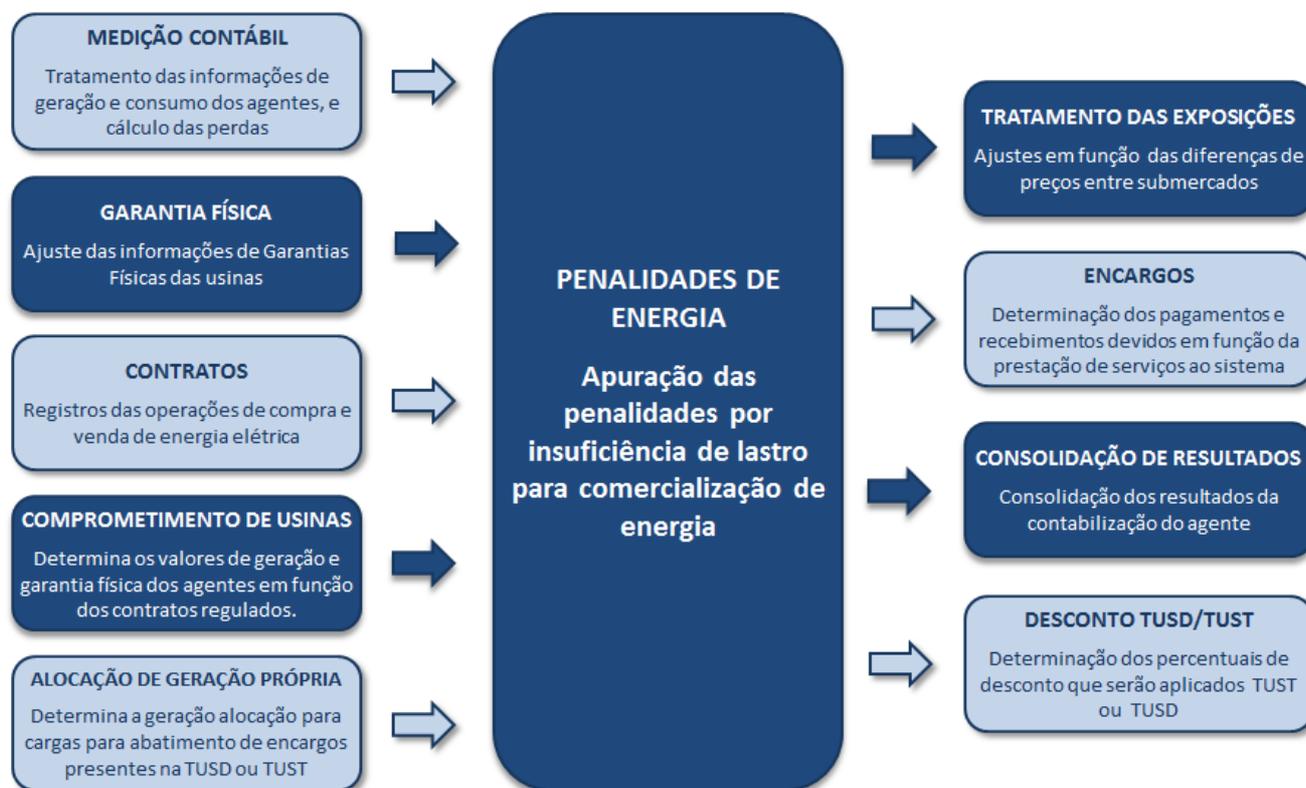


Figura 2: Relação do módulo Penalidades de Energia com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Penalidades de Energia”, esquematizado na [Figura 3](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar os valores de penalidade por insuficiência de lastro de energia e penalidade por falta de combustível:

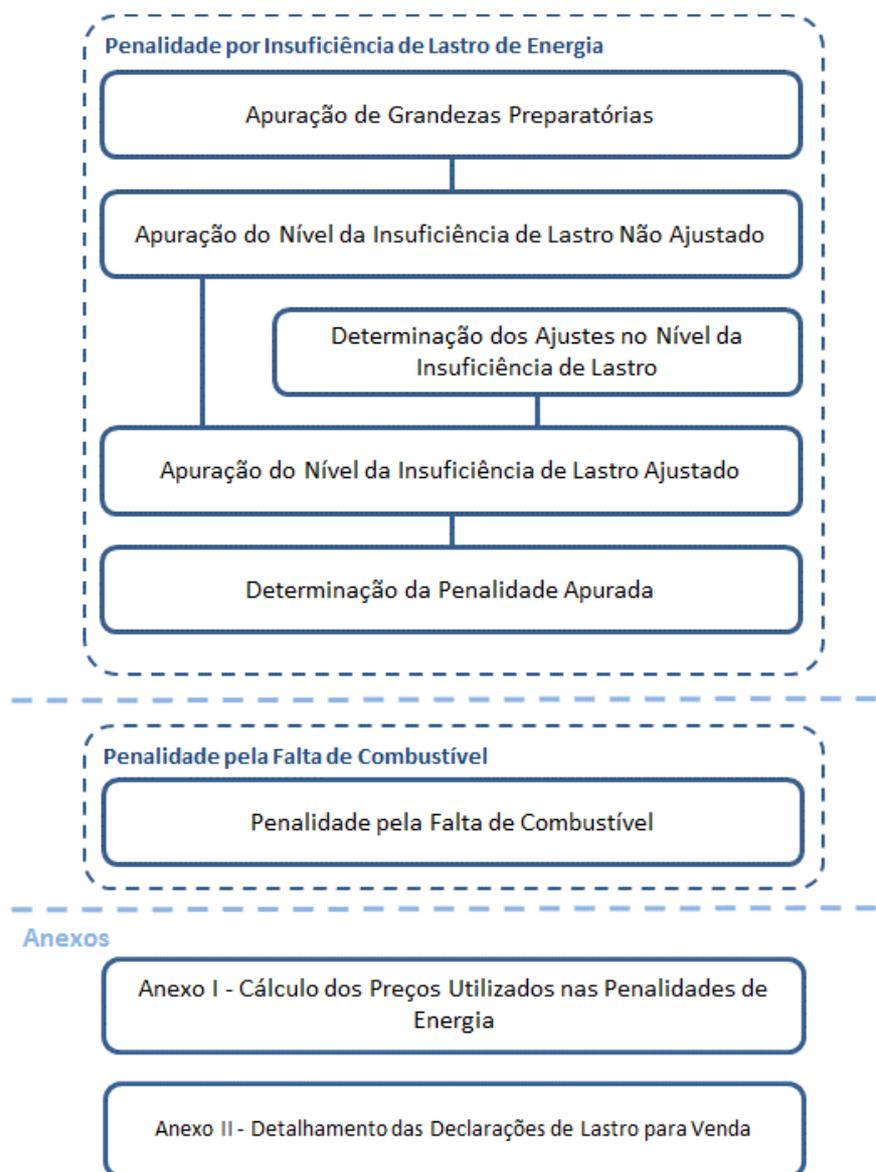


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas da apuração das penalidades de energia que serão detalhadas neste documento:

#### **Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia**

- **Apuração das Grandezas Preparatórias:** determina o total de garantia física, consumo e contratos (compra e venda) para cada agente.
- **Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro Não Ajustado:** calcula os recursos e requisitos necessários para apuração do nível de insuficiência de lastro de energia para cada agente.
- **Determinação dos Ajustes no Nível da Insuficiência de Lastro de Energia:** consolida para os agentes pertencentes à categoria de Distribuição, os ajustes decorrentes do resultado da aplicação do MCSD Ex-Post e eventuais exposições involuntárias.

- **Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado:** apura o nível de insuficiência de lastro de energia para o histórico de 12 meses anteriores ao mês de referência, considerando todos os ajustes existentes.
- **Determinação da Penalidade Apurada:** valora o nível de insuficiência de lastro de energia em função do preço para aplicação da penalidade.

#### **Penalidade pela Falta de Combustível**

- **Determinação da Penalidade pela Falta de Combustível:** apura as penalidades para as usinas termelétricas que não atenderem as instruções de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por falta de combustível.

#### **Anexos**

- **ANEXO I - Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia:** determina os preços utilizados no cálculo das penalidades por insuficiência de lastro de energia.
- **ANEXO II - Detalhamento das Declarações de Lastro para Venda:** cálculo da diferença entre a quantidade declarada de garantia física no primeiro ano de operação comercial e a respectiva geração verificada. Exclusivo para usinas que declararam lastro para venda no primeiro ano de operação comercial.

#### **1.1.2. Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia**

A aplicação de penalidades técnicas está prevista no inciso III do § 6º A do art. 1º da Lei nº 10.848/04. A regulamentação constante nos art. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/04 visa estabelecer condições quanto à comercialização de energia elétrica.

Dentre as determinações contidas no Decreto nº 5.163/04, algumas são específicas à aferição do lastro de energia:

- Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia de modo a garantir cem por cento de seus contratos através da garantia física proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia.
- Os agentes de distribuição deverão garantir o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia por intermédio de contratos.
- Os consumidores não supridos integralmente em condições reguladas deverão garantir o atendimento a cem por cento de suas cargas, em termos de energia, por intermédio de geração própria ou de contratos.

Assim, todos os agentes da CCEE, excetuando-se o Agente Comercializador de Energia de Itaipu, o Agente Comercializador de Energia do Proinfa, o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva, o perfil de agente que represente as usinas de Angra I e Angra II e os perfis de agente que representam as usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, devem apresentar lastro para cobrir cem por cento de seu consumo e/ou seus contratos de venda de energia.

O lastro do agente é composto pela garantia física das unidades geradoras modeladas sob esse agente ou sob terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia.

Quando o lastro não for suficiente para atender seu requisito (consumo e/ou contratos de venda de energia), o agente será notificado pela Superintendência da CCEE a respeito das penalidades técnicas às quais está sujeito.

As receitas decorrentes das penalidades por insuficiência de lastro de energia são revertidas para o abatimento das exposições negativas dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs), decorrentes da diferença de preços entre submercados. Dado que o Decreto nº 5.163/04 prevê que as distribuidoras podem incluir tais exposições nas tarifas de energia, o uso das receitas de penalidades para abatimento de exposições pode possibilitar tarifas menores aos consumidores finais, contribuindo para a modicidade tarifária.

Já os recursos oriundos da aplicação da Penalidade por Falta de Combustível são revertidos em favor do abatimento dos Encargos de Serviços do Sistema.

### 1.1.3. Apuração da Insuficiência de Lastro de Energia

Mensalmente, a CCEE apura a Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, com base nas exposições dos 12 meses precedentes ao mês de apuração. Apenas para os agentes da categoria de Distribuição, o cálculo da penalidade é feito uma única vez no ano, considerando o ano civil anterior, sempre no mês de janeiro.

A [Figura 4](#) ilustra a apuração feita pela CCEE para cálculo do saldo do lastro de energia. Na apuração dos valores para cálculo de penalidade, o mês de referência é representado pela letra "M".

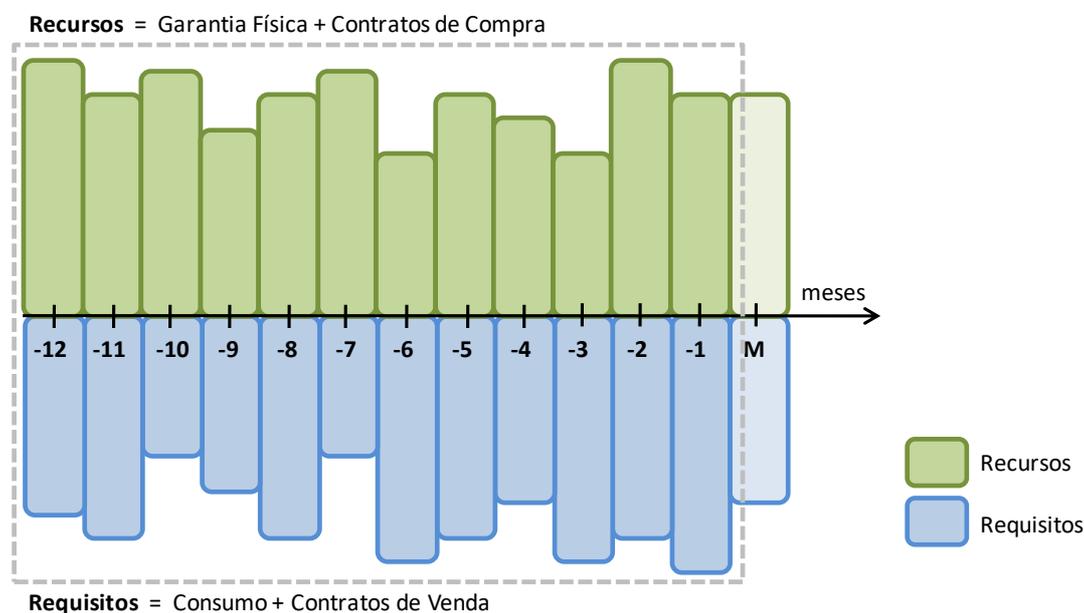


Figura 4: Histórico de recursos e requisitos a serem considerados na apuração do saldo do lastro de energia

O agente terá apurada uma insuficiência de lastro de energia caso o total de requisitos seja superior ao total de seus recursos, conforme ilustrado na [Figura 5](#).

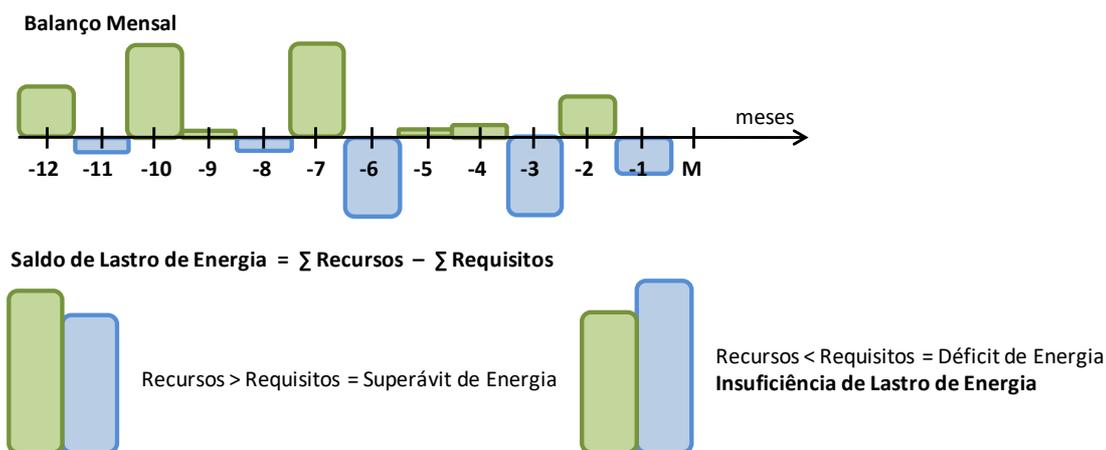


Figura 5: Apuração da insuficiência de lastro de energia

A apuração do nível de insuficiência de lastro de energia é feita por segmento de comercialização (especial e não especial), sendo que, na determinação da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, **déficits de energia especial não poderão ser atendidos por sobras de energia não especial, mas sobras de energia especial poderão atender déficits de energia não especial.**

Para agentes que possuam mais de um perfil de agente na CCEE, a apuração se dará de forma **global**, ou seja, caso o agente possua 2 perfis de agente, a **sobra de energia de um perfil poderá atender o déficit de energia do outro perfil de agente, respeitando o critério de atendimento citado acima.**

#### 1.1.4. Penalidade por Falta de Combustível

A penalidade por Falta de Combustível está prevista ~~em regulamentação específica na Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013~~ que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.

Os agentes proprietários de usinas termelétricas estarão sujeitos à penalização caso o empreendimento venha a apresentar indisponibilidade decorrente da falta de combustível.

Tal penalidade é calculada mensalmente com base na energia não gerada decorrente da falta do combustível, conforme informado pelo ONS, e precificada pela média do PLD. Este preço é ponderado pela carga do mercado no mês de apuração e acrescido de uma rampa gradual de preços, obtida em função da frequência de indisponibilidades decorrentes de falta de combustível apuradas em um período de doze meses consecutivos.

Os recursos oriundos da aplicação desta penalidade serão revertidos em favor Encargos de Serviços do Sistema.

## 2. Detalhamento das Etapas das Penalidades de Energia

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Penalidades de Energia", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

## 2.1. Apuração de Grandezas Preparatórias

### Objetivo:

Apurar o total de garantia física, contratos de compra e venda e consumo para cada perfil de agente, especial e não especial.

### Contexto:

O primeiro passo para se apurar a Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia é preparar as informações utilizadas em tal apuração. Dessa forma, essa etapa determina o consumo, a garantia física e os contratos de compra e venda, que serão utilizados na apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, de cada perfil de agente. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

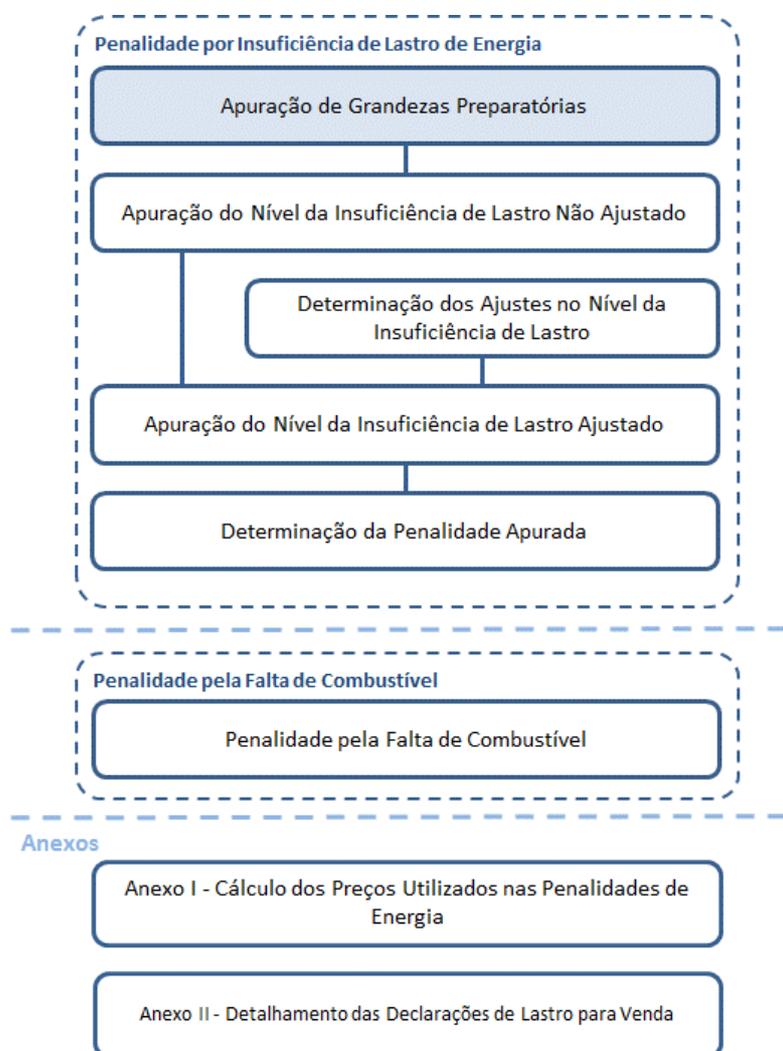


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

### 2.1.1. Detalhamento da Apuração das Grandezas Preparatórias

O cálculo das grandezas preparatórias necessárias para a obtenção das penalidades de energia é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

1. O Agente Comercializador de Energia de Itaipu, o Agente Comercializador de Energia do Proinfa, o perfil de Agente Comercializador de Energia Nuclear, o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva e os perfis de agente que representam as usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e estão comprometidas com o Regime de Cotas de Garantia Física, não estarão sujeitos à aplicação de penalidades por insuficiência de lastro de energia.
2. O art. 2º do Decreto nº 5.163/04 estabelece que os agentes da CCEE devem apresentar lastro constituído pela garantia física de suas usinas e/ou por contratos de compra, de cem por cento para atendimento ao seu requisito, formado por seus contratos de venda e/ou suas cargas.
3. Mensalmente, com base em um histórico de 12 meses precedentes ao mês de apuração, é aferida a obrigação dos agentes de apresentar cem por cento de lastro para atendimento ao seu requisito e, no caso de seu descumprimento, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades por insuficiência de lastro de energia.
  - 3.1. Exclusivamente para os Distribuidores, a aplicação de penalidades por insuficiência de lastro de energia ocorrerá sempre em janeiro de cada ano, verificando os 12 meses do ano anterior (ano civil). Entretanto, mensalmente a CCEE disponibilizará as informações necessárias para que os Distribuidores acompanhem o seu nível de contratação.
4. O nível insuficiência de lastro de energia, de cada perfil de agente, é apurado de forma segregada, por segmento de comercialização (Especial e Não Especial).
5. As garantias físicas comprometidas com Contratos de Energia de Reserva, com cessões de energia e lastro e com a geração realocada para o Ambiente Regulado com lastro associado não serão utilizadas na aferição do requisito, mas serão descontadas da Garantia Física disponível para a formação do Recurso para a apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia.
6. Os Contratos do Ambiente Regulado devem ser lastreados com garantia física própria da usina, a qual se comprometeu no leilão e, portanto, tais contratos são requisitos de lastro do mesmo tipo de energia da respectiva garantia física comprometida da usina. Para usinas que sofreram degradação de garantia física, é permitida a aquisição de contratos de qualquer tipo de energia para fins de recomposição de lastro, na proporção da respectiva degradação de garantia física. Para a proporção referente às Perdas Internas e da Rede Básica, à indisponibilidade e à parcela fora de operação comercial da usina também é permitida a recomposição de lastro por meio da aquisição de contrato de qualquer tipo de energia.
7. As cessões realizadas por consumidores livres e especiais apresentam tratamento similar aos CCEALs para apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia, sendo consideradas como um requisito para o cedente do mesmo segmento de comercialização (especial ou não especial) e, analogamente, como um recurso para o cessionário.
8. O nível de insuficiência de lastro de energia é consolidado de forma **global** (verificando todos os perfis de um determinado agente), sendo que, déficits de Energia Especial não poderão ser atendidos por sobras de Energia Não Especial, mas sobras de Energia Especial poderão atender déficits de Energia Não Especial.

## 2.1.2. Apuração do Requisitos

### Consumo

9. O Consumo Total do agente para Apuração de Penalidade, utilizado para compor o requisito do agente que será comparado com o seu recurso de lastro na aferição da obrigação de apresentar cem por cento de lastro para atendimento ao seu requisito, é determinado com base no consumo total do agente, para cada submercado, descontado o consumo que é isento de comprovação de lastro (Exportadores) e também o consumo abatido por geração de teste (Autoprodução), de acordo com a seguinte expressão:

$$TRC\_PNL_{a,s,j} = TRC_{a,s,j} - TRC\_ICL_{a,s,j} - CA\_GFT_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC\_PNL_{a,s,j}$  é o Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$TRC\_ICL_{a,s,j}$  é o Consumo Total Isento de Comprovação de Lastro do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CA\_GFT_{a,s,j}$  é o Consumo abatido por geração de teste do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 9.1. O Consumo Total Isento de Comprovação de Lastro é determinado apenas para o perfil de agente pertencente à classe dos **Exportadores**, pela soma do consumo referente às unidades consumidoras modeladas para representar a exportação de energia com característica emergencial, temporária e interruptível. Dessa forma, o Consumo Total Isento de Comprovação de Lastro do agente é determinado, por período de comercialização, de acordo com a seguinte expressão:

$$TRC\_ICL_{a,s,j} = \sum_{\substack{c \in s \\ c \in a \\ c \in CICL}} RC_{c,j}$$

Onde:

$TRC\_ICL_{a,s,j}$  é o Consumo Total Isento de Comprovação de Lastro do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$RC_{c,j}$  é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, no período de comercialização “j”

“CICL” é o conjunto de parcelas de carga “c” isentas de comprovação de lastro no período de comercialização “j”

- 9.2. A Geração de Teste de usinas modeladas em agentes com características de **Autoprodutor** (consumidores com usinas próprias ou com participação em sociedade de propósito específico –SPE) é utilizada para abater a carga do agente, reduzindo seu requisito de lastro. Dessa forma, é determinado o montante de geração da usina que é de propriedade do agente, e a proporção de quanto essa geração é suficiente para abater todo o consumo de todos os seus perfis. Por fim, essa proporção é aplicada ao consumo de cada perfil de agente, descontando

o consumo referente às unidades consumidoras modeladas para representar a exportação de energia, visto que esse valor já é isento de penalidades e não formam requisito, sendo assim consolidando o valor do consumo abatido por geração de teste do perfil, conforme a seguinte expressão:

$$CA\_GFT_{a,s,j} = (TRC_{a,s,j} - TRC\_ICL_{a,s,j}) * \left( \min \left( 1; \frac{\sum_p \sum_{j \in m} (GFT_{p,j} * PGDA_{\alpha,p})}{\sum_{\alpha \in \alpha} \sum_{j \in m} \sum_s (TRC_{a,s,j} - TRC\_ICL_{a,s,j})} \right) \right)$$

Onde:

$CA\_GFT_{a,s,j}$  é o Consumo Abatido por Geração de Teste do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TRC\_ICL_{a,s,j}$  é o Consumo Total Isento de Comprovação de Lastro do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente, da parcela de usina “p”, atribuído ao agente “ $\alpha$ ”

10. O Total da Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada agente é determinado pela soma Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada usina modelada no perfil de agente correspondente. Se a usina possuir garantia física do tipo de energia especial e não possuir reincidência de ultrapassagem de potência injetada de 50 MW, esta possuirá recurso de venda de energia especial. Em caso de reincidência de ultrapassagem da potência injetada de 50 MW que resulta em penalização pela aplicação dos efeitos da desmodelagem, ou a usina não possuir garantia física do tipo especial, esta possuirá recurso de venda de energia não especial, de acordo com a seguinte expressão:

*Se a parcela de usina “p” possui o tipo de energia especial e  $F\_PEN\_LESP_{p,m} = 0$*

$$TGFIS\_PNL\_ESP_{a,m} = \sum_{PESP \in \alpha} TGFIS\_PNL\_USI_{p,m}$$

*Se a parcela de usina “p” possui (i) o tipo de energia não especial ou (ii) possui o tipo de energia especial e  $F\_PEN\_LESP_{p,m} = 1$ :*

$$TGFIS\_PNL\_NESP_{a,m} = \sum_{\overline{PESP} \in \alpha} TGFIS\_PNL\_USI_{p,m}$$

Onde:

$TGFIS\_PNL\_ESP_{a,m}$  é o Total da Garantia Física Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TGFIS\_PNL\_NESP_{a,m}$  é o Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TGFIS\_PNL\_USI<sub>p,m</sub> é o Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

F\_PEN\_LESP<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“PESP” é o conjunto de parcelas de usina “p” que possuem tipo de energia especial e que não possuem penalização do lastro especial pela ultrapassagem do limite de potência de 50MW ( $F\_PEN\_LESP_{p,m} = 0$ )

### Contratos de Venda

11. O Total de Contratos de Venda exceto CCEAR e exportação para Apuração de Penalidade é determinado com base na quantidade de energia mensal de todos os contratos de venda do agente, incluindo as cessões de consumidores e vendas no MVE. Não são considerados nesse cálculo os contratos do tipo CCEARs, os Contratos de Cessão de CCEAR proveniente do MCSD de Energia Nova, exportação e CBR, que serão aferidos de forma segregada dando-se o tratamento específico para suas particularidades. Os CERs também não são considerados nessa equação, pois não são registrados como contratos no SCL, sendo a garantia física comprometida com tais produtos já abatida da garantia física que compõe o seu recurso.

$$TCV\_PNL\_ACL_{a,m} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \notin EX \\ e \notin CCEAR \\ e \notin ACCEAR\_C \\ e \notin CBR}} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}$$

Onde:

TCV\_PNL\_ACL<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Venda, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“EX” é o conjunto de contratos “e”, que representam a comercialização de energia destinada à exportação isenta de comprovação de lastro

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado.

“ACCEAR\_C” é o conjunto de todos os contratos de Cessão de CCEAR do MCSD de Energia Nova “e”, do agente “a”

“CBR” é o conjunto de Contratos Bilaterais Regulados “e”

12. O Total de Contratos de Venda de Energia Especial no ACL é determinado com base na quantidade de energia mensal de todos os contratos de venda do agente, incluindo as cessões de consumidores e as vendas de energia especial no MVE, que possuem tipo de energia especial, e excluindo os CCEARs, exportação e CBR, conforme a expressão:

$$TCV\_PNL\_ACL\_ESP_{a,m} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECIE \\ e \in ECCE \\ e \notin EX \\ e \notin CCEAR \\ e \notin CBR}} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}$$

Onde:

$TCV\_PNL\_ACL\_ESP_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda de Energia Especial, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“ECIE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial

“ECCE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia convencional especial

“EX” é o conjunto de contratos “e”, que representam a comercialização de energia destinada à exportação isenta de comprovação de lastro

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado.

“CBR” é o conjunto de Contratos Bilaterais Regulados “e”

13. O Total de Contratos de Venda de Energia Não Especial no ACL é determinado como sendo o valor complementar do Total de Contratos de Venda de Energia Especial, excluindo os CCEARs, exportação e CBR, em relação ao Total de Contratos de Venda no ACL do agente:

$$TCV\_PNL\_ACL\_NESP_{a,m} = TCV\_PNL\_ACL_{a,m} - TCV\_PNL\_ACL\_ESP_{a,m}$$

Onde:

$TCV\_PNL\_ACL\_NESP_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda de Energia Não Especial, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_ACL_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_ACL\_ESP_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda de Energia Especial, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

14. A Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que deve ser lastreada pela própria usina é determinada com base no Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que possui vínculo direto com a referida usina, considerando a redução do requisito para a usina que estiver com status de apta a entrar em operação comercial atestada pela ANEEL, efeito dado para leilões que isentam a insuficiência de lastro causada pelo CCEAR quando a usina está apta porém não está em operação comercial por não haver linha de transmissão para o escoamento da energia, conforme a seguinte expressão:

*Se o contrato “e” isenta a insuficiência de lastro causada pelo CCEAR em caso da usina estiver apta a entrar em operação comercial:*

$$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j} = CQ_{e,j} * (1 - F\_APTAS\_LAS_{p,j})$$

$$\forall e \notin CREEQ$$

*Caso contrário:*

$$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j} = CQ_{e,j}$$

$$\forall e \notin CREEQ$$

Onde:

$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j}$  é a Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada pela própria parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_APTAS\_LAS_{p,j}$  é o Fator de Isenção de Lastro das Usinas Aptas a entrar em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina comprometida com o CCEAR “e”

“CREEQ” é o conjunto de contratos do tipo CCEAR por quantidade de Leilões de Energia Existente

### **Importante:**

As usinas que negociaram em leilões cujas cláusulas contratuais isentam o vendedor de responsabilidade em caso de atraso nas linhas de transmissão terão apurada a respectiva isenção de lastro para as unidades atestadas como aptas à operação comercial. Para o 12º LEN as usinas aptas não possuem isenção de insuficiência de lastro.

As usinas que possuem vínculo direto com os CCEARs são todas as comprometidas com CCEARs por disponibilidade e, no caso de CCEARs por quantidade, apenas as comprometidas com os Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e de Empreendimentos Estruturantes, dado que a venda nos Leilões de Energia Existente do produto “quantidade” pode ser respaldado por lastro de terceiros.

- 14.1. Para considerar a particularidade dos leilões que isentam a insuficiência de lastro causada pelo CCEAR em caso da usina estiver apta a entrar em operação comercial, porém não está em operação comercial por não haver linha de transmissão para o escoamento da energia, é necessário apurar a proporção em que a usina está apta. No caso de usinas comprometidas com contratos por quantidade, a isenção é a quantidade absoluta de Garantia Física apta a entrar em operação comercial, limitada na soma das quantidades contratuais reguladas. Para os demais contratos regulados, a isenção é dada pelo Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial, conforme a seguinte expressão:

*Se a usina “p” for de fonte hidráulica:*

$$F\_APTAS\_LAS_{p,j} = \min\left(1, \frac{EFAP\_CCEAR\_Q_{p,j}}{\sum_{e \in ISAPTA} CQ_{e,j}}\right)$$

$$\forall p \in a$$

Caso contrário:

$$F\_APTAS\_LAS_{p,j} = F\_PAOC_{p,j}$$

Onde:

$F\_APTAS\_LAS_{p,j}$  é o Fator de Isenção de Lastro das Usinas Aptas a entrar em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$EFAP\_CCEAR\_Q_{p,j}$  é o Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_PAOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“ISAPTA” é o conjunto de contratos que isentam o agente “a” vendedor das exposições do MCP, em caso de ao menos uma unidade geradora estiver apta a entrar em operação comercial

15. O Total de Contratos CCEARs de Venda para Apuração de Penalidade é determinado com base na consolidação das Quantidades de Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Devem ser Lastreadas pela própria usina e dos demais CCEARs que não possuem o vínculo direto com a usina (Leilões de Energia Existente do produto “quantidade”), incluindo no caso das distribuidoras os CCEARs de Cessão, conforme a seguinte expressão:

$$TCV\_PNL\_CCEAR_{a,m} = \sum_{e \in EVA} \sum_p \sum_{j \in m} CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j} + \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in CREEQ \\ e \in ACCEAR\_C}} \sum_{j \in m} CQ_{e,j}$$

Onde:

$TCV\_PNL\_CCEAR_{a,m}$  é o Total de Contratos CCEARs de Venda para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j}$  é a Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina modelada no perfil de agente “a”, vendedor do CCEAR “e”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“CREEQ” é o conjunto de contratos do tipo CCEAR por quantidade de Leilões de Energia Existente

“ACCEAR\_C” é o conjunto de todos os contratos de Cessão de CCEAR do MCSD de Energia Nova “e”, do agente “a”

16. O Total de Contratos de Venda no Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreados pela Garantia Física Própria do agente é determinado com base no Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade, com exceção da quantidade dos contratos regulados que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre (caso: (I) de usinas em atraso; (II) de venda em leilão sem consideração das perdas da Rede Básica; (III) de degradação da Garantia Física por indisponibilidade; (IV) de republicação de Garantia Física pelo MME abaixo da quantidade vendida em leilão; e (V) de degradação de Garantia Física em função das perdas de Rede Compartilhada), conforme a seguinte expressão:

$$TCV\_PNL\_CCEAR\_GFIS_{a,m} = \sum_{e \in EVA} \sum_p \sum_{j \in m} (CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j} * F\_LGFIS_{p,j})$$

Onde:

$TCV\_PNL\_CCEAR\_GFIS_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser Lastreados pela Garantia Física própria do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j}$  é a Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina modelada no perfil de agente “a”, vendedor do CCEAR “e”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

- 16.1. O Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria é calculado com base nos fatores de degradação da Garantia Física das usinas que possuem Garantia Física definida pelo MME, considerando também a republicação de Garantia Física pelo MME abaixo da quantidade vendida em leilão representado pelo Fator de Normalização do Comprometimento da Usina. Esse fator só assume valores diferentes de zero para usinas do tipo de energia especial (que não possuem reincidência de ultrapassagem de potência injetada de 50 MW), pois em caso de degradação da sua garantia física, é permitida a recomposição de lastro para o atendimento do CCEAR com qualquer tipo de energia, conforme a seguinte expressão:

*Para usinas hidráulicas participantes do MRE do tipo de energia especial e que possuem*

$$F\_PEN\_LESP_{p,m} = 0$$

$$F\_LGFIS_{p,j} = F\_COMERCIAL_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_PRC\_GF_{p,j} * FNC\_PROD_{p,m}$$

*Para usinas hidráulicas não participantes do MRE com garantia física definida pelo MME e Não Hidráulicas com garantia física definida pelo MME, ambas do tipo de energia especial, e possuem*

$$F\_PEN\_LESP_{p,m} = 0:$$

$$F\_LGFIS_{p,j} = F\_COMERCIAL_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_DISP_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_PRC\_GF_{p,j} * FNC\_PROD_{p,m}$$

*Caso contrário das duas condições anteriores:*

$$F\_LGFIS_{p,j} = 0$$

Onde:

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PEN\_LESP_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$FNC\_PROD_{p,m}$  é o Fator de Normalização do Comprometimento da parcela de usina “p”, comprometida no mês de apuração “m”

16.1.1. O Fator de Normalização do Comprometimento da usina é utilizado para definir a proporção de recomposição contratual com qualquer tipo de energia em caso do percentual de comprometimento da usina com contratados CCEARs ultrapassar o total relacionado a sua Garantia Física total, em função da republicação deste valor, e é calculado conforme segue:

$$FNC\_PROD_{p,m} = \min \left( 1; \frac{GF_p}{TOT\_GF\_PROD_{p,m} + \frac{\sum_{m \in f} \sum_{e \in ECCEARQ} QM_{e,m}}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m}} \right)$$

Onde:

$FNC\_PROD_{p,m}$  é o Fator de Normalização do Comprometimento da parcela de usina “p”, comprometida no mês de apuração “m”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$TOT\_GF\_PROD_{p,m}$  é o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas de cada mês de “m”, pertencente ao ano de apuração “f”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade com a qual a parcela de usina “p” está vinculada

17. O Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre é determinado com base no Total de Contratos de Venda no Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade multiplicado pela proporção dos contratos regulados que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre, conforme a seguinte expressão:

$$TCV\_PNL\_CCEAR\_LACL_{a,m} = \sum_{e \in EVA} \sum_p \sum_{j \in m} (CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j} * (1 - F\_LGFIS_{p,j}))$$

Onde:

$TCV\_PNL\_CCEAR\_LACL_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j}$  é a Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina comprometida com o CCEAR “e”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

18. Analogamente aos CCEARs, os Contratos Bilaterais Regulados (CBR), quando se tratar de Geração Distribuída de Chamada Pública, devem estar respaldados pelo lastro proveniente da usina habilitada para vender em tal certame, mesmo que a energia proveniente desta usina tenha sido vendida sob a figura de terceiros. Do mesmo modo, quando se tratar de Contratos de Geração Distribuída de Desverticalização, Contratos Celebrados Anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) ou contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada, há também a necessidade de a usina respaldar tais contratos. Portanto, o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda para Apuração de Penalidade é segregado conforme o tipo de energia da outorga da usina que lastreia o respectivo contrato, quando aplicável, conforme expressão:

$$TCV\_PNL\_ESP\_CBR_{a,m} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in CBR}} \sum_p \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} * F\_LGFIS_{p,j})$$

e

$$TCV\_PNL\_NESP\_CBR_{a,m} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in CBR}} \sum_p \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} * (1 - F\_LGFIS_{p,j}))$$

Onde:

$TCV\_PNL\_ESP\_CBR_{a,m}$  é o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_NESP\_CBR_{a,m}$  é o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“CBR” é o conjunto de Contratos Bilaterais Regulados “e”

### 2.1.3. Apuração do Recursos

#### Garantia Física

19. O Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada usina é determinado com base na garantia física apurada da usina, descontando (i) o total de garantia física comprometida com Contratos de Energia de Reserva (CER), inclusive a garantia física associada à geração realocada do Ambiente de Contratação Livre para o Contrato de Energia de Reserva, (ii) o total de cessão de energia de reserva com lastro associado e (iii) o total de garantia física utilizada para lastrear a geração realocada associada ao Ambiente de Contratação Livre para os CCEARs. Os demais contratos de venda, incluindo os CCEAL, Cessão de consumidores, CCEAR e CBR, serão considerados somente na apuração do Requisito do perfil do agente. Quando a parcela de uma usina estiver caracterizada como “Importação” ou “Exportação”, a Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade não será contabilizada.

$$TGFIS\_PNL\_USI_{p,m} = \left( \sum_{j \in m} GFIS_{p,j} \right) - TGFIS\_CER\_USI_{p,m} - TCEL_{p,m} - TGRAR\_CLA_{p,m}$$

Onde:

$TGFIS\_PNL\_USI_{p,m}$  é o Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$TGFIS\_CER\_USI_{p,m}$  é o Total da Garantia Física Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TCEL_{p,m}$  é O Total de Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TGRAR\_CLA_{p,m}$  é o Total Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 19.1. O Total de Garantia Física da Usina Comprometida com Contratos de Energia de Reserva (CER) é determinado para abater do Total de Garantia Física do agente a garantia física comprometida com os referidos contratos. Como a energia de reserva deve ser contabilizada e liquidada exclusivamente no Mercado de Curto Prazo, conforme definido no §5º do art. 1º do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, os CERs não são registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). Entretanto, a parcela da Garantia Física da usina comprometida com CER não pode ser considerada como lastro para o agente vendedor do CER. Dessa forma, o Total da Garantia Física Comprometida com CER é determinado pela

aplicação do percentual de comprometimento com os referidos contratos na Garantia Física da usina, conforme a seguinte expressão:

$$TGFIS\_CER\_USI_{p,m} = \left( \sum_{j \in m} GFIS_{p,j} \right) * \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TGFIS\_CER\_USI_{p,m}$  é o Total da Garantia Física da Usina Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

19.2. O Total de Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente da usina comprometida com Leilões de Energia de Reserva é determinada pela soma de todas as Cessões de Energia/Lastro realizadas das usinas, para todos os produtos e leilões, de acordo com a seguinte expressão:

$$TCEL_{p,m} = \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} \sum_{p_{cs} \in CEPCS} CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$pcd = p$

Onde:

$TCEL_{p,m}$  é o Total de Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“CEPCS” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcs” que adquiriram cessão de Energia de Reserva da parcela de usina cedente “pcd”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

19.3. De modo análogo à apuração da quantidade de cessão de energia/lastro, o Total de Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado de cada usina é determinado pela

soma de todas as garantias físicas associadas às realocações de geração do ambiente livre para os CCEARs, limitadas na quantidade anual a ser atendida para todos os produtos e leilões, de acordo com a seguinte expressão:

$$TGRAR\_CLA_{p,m} = \left( \sum_{l \in LPCCEAR} \sum_{t \in TLPCCEAR} GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$TGRAR\_CLA_{p,m}$  é o Total Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF\_RLC\_EXCD_{p,t,l,m}$  é a Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLPCCEAR” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com leilões “l”, que originaram os contratos de compra em ambiente regulado CCEAR.

“LPCCEAR” é o conjunto de leilões realizados para aquisição de energia em ambiente regulado (CCEAR) “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

### Contratos de Compra

20. O Total de Contratos de Compra Especial e Não Especial para Apuração de Penalidade são determinados com base na quantidade de energia mensal de todos os contratos de compra do agente, adicionada, no caso de agentes que possuam carga modelada, à quantidade mensal do contrato de compra não efetivada que esteja respaldada pelo Limite Operacional da carga. Logo, o Total de Contratos de Compra Especial e Não Especial para Apuração de Penalidade é determinado, conforme a seguinte expressão:

$$TCC\_ESP\_PNL_{a,m} = \left( \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in LESP \\ e \notin CCEAR \\ e \notin CBR}} \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} + CQ\_LO\_C_{e,j}) \right) + TCC\_ESP\_R_{a,m}$$

$e$

$$TCC\_NESP\_PNL_{a,m} = \left( \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \notin LESP \\ e \notin CCEAR \\ e \notin CBR \\ e \notin EX}} \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} + CQ\_LO\_C_{e,j}) \right) + TCC\_NESP\_R_{a,m}$$

Onde:

$TCC\_ESP\_PNL_{a,m}$  é o Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\_NESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\_ESP\_R<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos Regulados de Compra de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\_NESP\_R<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos Regulados de Compra de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

CQ\_LO\_C<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato não Efetivada Respalhada pelo Limite Operacional da Carga, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“LESP” é o conjunto dos seguintes contratos, “e”, que servem de Lastro para Consumidor Especial: (i) contrato do Proinfra; (ii) contrato de comercialização de energia especial, seja ela incentivada ou convencional; (iii) contrato de transferência de energia de geração própria; (iv) CBR de Suprimento de Energia referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 somente onde o comprador é consumidor especial

“EX” é o conjunto de contratos “e”, que representam a comercialização de energia destinada à exportação isenta de comprovação de lastro

### Importante:

Para o agente comprador, a compra de contratos provenientes de perfis de **Agente Varejista de Consumidores Livres** é considerada como recurso de energia **Não Especial**, e a compra de contratos provenientes de perfis de **Agente Varejista de Consumidores Especiais** é considerada como recurso de energia **Especial**.

20.1. O Total de Contratos de Compra no Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade Especial representa o montante em que o vendedor do CCEAR/CBR deve lastrear por energia especial, sendo refletido no portfólio dos compradores, conforme a seguinte expressão:

$$TCC\_ESP\_R_{a,m} = \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in CCEAR \\ e \in CBR}} \sum_p \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} * F\_LGFIS_{p,j}) + \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in CBR\_CE}} CQ_{e,j}$$

$$\forall e \in p$$

Onde:

TCC\_ESP\_R<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos Regulados de Compra de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“CBR” é o conjunto de Contratos Bilaterais Regulados “e”

“CBR\_CE” é o conjunto de Contratos Bilaterais Regulados “e”, referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 cujo o comprador é **Consumidor Especial**

“p” é a parcela de usina modelada no perfil de agente “a”, vendedor do CCEAR “e”

### Importante:

Os CBR de Suprimento de Energia referente ao Art. 10 da Lei 13.182/2015 são considerados como recurso de energia **Especial** para o **Consumidor Especial comprador** e são considerados como recurso de energia **Não Especial** para o **Consumidor Livre** comprador e requisito de energia **Não Especial** para o **vendedor supridor**.

20.2. O Total de Contratos de Compra no Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade Não Especial representa o montante em que o vendedor do CCEAR pode lastrear por qualquer tipo de energia, sendo refletido no portfólio do comprador, conforme a seguinte expressão:

$$TCC\_NESP\_R_{a,m} = \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in CCEAR \\ e \in CBR}} \sum_p \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} * (1 - F\_LGFIS_{p,j}))$$

$e \in p$

Onde:

$TCC\_NESP\_R_{a,m}$  é o Total de Contratos Regulados de Compra de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina comprometida com o CCEAR “e”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado.

“CBR” é o conjunto de Contratos Bilaterais Regulados “e”

20.3. Em caso de redução contratual em função do não aporte de garantias financeiras pela parte vendedora, para o consumidor ou do autoprodutor que não possua contratos de venda, a cobertura de lastro do seu contrato de compra não efetivado permanecerá até o valor do

Limite Operacional constituído por tais compradores, uma vez que estes estão com os débitos relativos à liquidação financeira quitados. O montante do contrato reduzido que permanece sendo considerado como lastro para o agente comprador é determinado conforme expressão:

(I) Se  $V\_INAD_{\alpha,m} = 0$

(II) Se o agente “ $\alpha$ ” possuir em algum de seus perfis de agente “ $a$ ” uma parcela de carga “ $c$ ” modelada

(III) Se o agente “ $\alpha$ ” não possuir contratos de venda realizados por qualquer um de seus perfis de agente “ $a$ ”

(IV) Se o agente “ $\alpha$ ” não for da categoria “distribuição”

Então:

$$CQ\_LO\_C_{e,j} = CQ\_EFE\_GFIN_{e,j} * \left( \frac{\min(TMCP\_CQ\_EFE_{\alpha,m}; LOTF_{\alpha,m})}{TMCP\_CQ\_EFE_{\alpha,m}} \right)$$

Onde:

$CQ\_LO\_C_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato não Efetivada Respalhada pelo Limite Operacional da Carga do contrato “ $e$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

$V\_INAD_{\alpha,m}$  é o Valor da Inadimplência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “ $e$ ”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “ $j$ ”

$TMCP\_CQ\_EFE_{\alpha,m}$  é o Montante Financeiro Total no Mercado de Curto Prazo de Ajustes Contratuais Ocasionalado pelo Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras pertencente ao agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$LOTF_{\alpha,m}$  é o Limite Operacional Total Final do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ $e$ ” são todos os contratos de compra de cada perfil de agente “ $a$ ”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

20.3.1. O Montante Financeiro Total no Mercado de Curto Prazo de Ajustes Contratuais Ocasionalado pelo Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras corresponde a soma de toda quantidade de energia reduzida do contrato em função do aporte insuficiente de Garantia Financeira valorada ao correspondente PLD do submercado de entrega do contrato, conforme expressão:

$$TMCP\_CQ\_EFE_{\alpha,m} = \sum_{\substack{e \in ECA \\ a \in \alpha}} \sum_{j \in m} (CQ\_EFE\_GFIN_{e,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$TMCP\_CQ\_EFE_{\alpha,m}$  é o Montante Financeiro Total no Mercado de Curto Prazo de Ajustes Contratuais Ocasionalado pelo Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação de Diferenças determinado por submercado “s” e período de contabilização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“e” são todos os contratos de compra de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

“s” corresponde ao submercado de registro do contrato “e”

#### 2.1.4. Dados de Entrada da Apuração de Grandezas Preparatórias

<b>Montante de Cessão de Energia e Lastro negociado bilateralmente</b>		
<b>CEL<sub>pcd,pcs,t,l,m</sub></b>	Descrição	Cessão de Energia e Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato</b>		
<b>CQ_EFE_GFIN<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Proporcionalização de alocação da garantia física apta</b>		
<b>EFAP_CCEAR_Q<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Efeito de Apta com CCEAR por Quantidade de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

	Unidade	MWh
	Fornecedor	Consolidação dos Resultados (Anexo II - Ajustes decorrentes da Contratação de CCEAR por quantidade para usinas aptas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Operação Comercial</b>		
<b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p” em relação à sua capacidade total, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial</b>		
<b>F_PEN_LESP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Fator de Disponibilidade</b>		
<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Potência Apta</b>		
<b>F_PAOC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.

	Fornecedor	Receita de Venda de CCEARs (Anexo III - Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física por Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado</b>		
<b>GRAR_CLA<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Geração Realocada para Ambiente Regulado com Lastro Associado, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Realocação Excedente de Garantia Física</b>		
<b>GF_RLC_EXCD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Realocação Excedente de Garantia Física, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usina
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Limite Operacional Total Final do Agente</b>		
<b>LOTF<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Limite Operacional Total do Agente “α”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratos (Anexo IV – Efetivação dos Contratos de Venda de Energia em função do aporte de Garantia Financeira)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>PCGF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PGDA<sub>α,p</sub></b>	<b>Percentual de Geração Destinada ao Agente</b>	

Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Alocação de Geração Própria
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Preço de Liquidação das Diferenças

PLD <sub>s,j</sub>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “ $s$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

#### Quantidade Sazonalizada do Contrato

QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao Contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo Reconciliado da Carga

RC <sub>c,j</sub>	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “ $c$ ” no período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Garantia Física Comprometida com Produtos

TOT_GF_PROD <sub>p,m</sub>	Descrição	Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor da Inadimplência</b>		
<b>V_INAD<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Corresponde ao valor da inadimplência na Liquidação Financeira do MCP, do agente “α”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.1.5. Dados de Saída da Apuração de Grandezas Preparatórias

<b>Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada</b>		
<b>CQ_CCEAR_LAS<sub>p,e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Quantidade Modulada do Contrato não Efetivada Respalhada pelo Limite Operacional da Carga</b>	
CQ_LO_C <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato não Efetivada Respalhada pelo Limite Operacional da Carga, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Fator dos Contratos Regulados que Devem ser lastreados pela Garantia Física Própria</b>	
F_LGFIS <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreado pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total da Garantia Física Especial Disponível para Apuração de Penalidade de Cada Agente</b>	
TGFIS_PNL_ESP <sub>a,m</sub>	Descrição	Total da Garantia Física Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade de Cada Agente</b>	
TGFIS_PNL_NESP <sub>a,m</sub>	Descrição	Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total da Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de Cada Usina</b>	
TGFIS_PNL_USI <sub>p,m</sub>	Descrição	Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCC_ESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCC_NESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Contratos de Venda, exceto CCEAR e exportação, para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCV_PNL_ACL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Venda, exceto CCEAR e exportação, para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Contratos CCEARs de Venda para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCV_PNL_CCEAR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos CCEARs de Venda para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreado pela Garantia Física Própria</b>		
<b>TCV_PNL_CCEAR_G FIS<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreado pela Garantia Física Própria do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre</b>		
<b>TCV_PNL_CCEAR_L ACL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCV_PNL_ESP_CBR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCV_PNL_NESP_CB R<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do agente para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TRC_PNL<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a” por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro não Ajustado

### Objetivo:

Calcular os recursos e requisitos, especial e não especial, necessários para apuração do nível de insuficiência de lastro para cada perfil de agente.

### Contexto:

Essa etapa apura o nível de insuficiência de lastro, a partir das grandezas preparatórias obtidas na etapa anterior. A [Figura 7](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

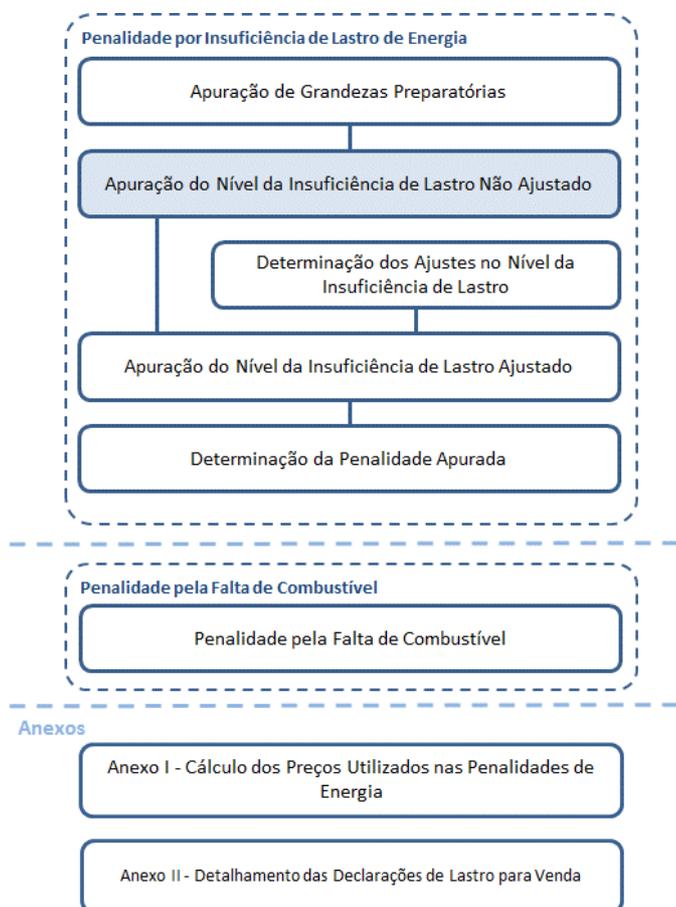


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

### 2.2.1. Detalhamento da Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro não Ajustado

A apuração do nível da insuficiência de lastro não ajustado é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

21. Os Recursos Especial e Não Especial para Apuração de Penalidade representam o quanto o agente possui de energia para atender os seus requisitos, Especial e Não Especial, e são determinados de formas distintas em função da classe, categoria, ou características de cada perfil de agente:
  - 21.1. Para o perfil de agente pertencente à classe Consumidor Especial ou para o perfil de agente com característica de vendedor de energia convencional especial ou incentivada especial, o Recurso Especial para Apuração de Penalidade é constituído pela Garantia Física proporcionada por seus empreendimentos de geração de Energia Especial, desde que não haja reincidência de ultrapassagem de potência injetada de 50 MW, e/ou contratos de compra de Energia Especial, descontada, no caso de usinas que declararam lastro para venda no primeiro ano de operação comercial, da necessidade de restituição de lastro a partir do décimo terceiro mês de operação comercial apurado pelo Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda (constante no anexo II). Já o Recurso

Não Especial para Apuração de Penalidade é composto pela Garantia Física não especial da usina que ultrapassou o limite de potência injetada de 50 MW somada aos seus contratos de compra de Energia Não Especial, conforme as seguintes equações:

$$RECURSO\_ESP\_PNL_{a,m} = TGFIS\_PNL\_ESP_{a,m} + TCC\_ESP\_PNL_{a,m} - REQ\_DEC\_REST\_ESP_{a,m}$$

e

$$RECURSO\_NESP\_PNL_{a,m} = TGFIS\_PNL\_NESP_{a,m} + TCC\_NESP\_PNL_{a,m}$$

Onde:

RECURSO\\_ESP\\_PNL<sub>a,m</sub> é o Recurso Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TGFIS\\_PNL\\_ESP<sub>a,m</sub> é o Total da Garantia Física Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\\_ESP\\_PNL<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

REQ\\_DEC\\_REST\\_ESP<sub>a,m</sub> é o Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECURSO\\_NESP\\_PNL<sub>a,m</sub> é o Recurso Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TGFIS\\_PNL\\_NESP<sub>a,m</sub> é o Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\\_NESP\\_PNL<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

21.2. Para o perfil de agente pertencente à classe Consumidor Especial, o Recurso Especial para Apuração de Penalidade corresponderá ao Total de Contratos de Compra Especial e o Recurso Não Especial para Apuração de Penalidade será igual a ZERO, uma vez que o Consumidor Especial só pode utilizar para fins de lastro na CCEE contratos de compra de Energia Especial, seja ela incentivada ou convencional, contratos do Proinfa, ou contratos de transferência de geração própria.

21.3. Para os demais perfis de agentes, o Recurso Especial para Apuração de Penalidade será constituído pelo Total de Contratos de Compra Especial. Já o Recurso Não Especial para Apuração de Penalidade será constituído pela Garantia Física, proporcionada por seus empreendimentos de geração, e/ou Total de Contratos de Compra Não Especial, descontada, no caso de usinas que declararam lastro para venda no primeiro ano de operação comercial, da necessidade de restituição de lastro a partir do décimo terceiro mês de operação comercial apurado pelo Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda (constante no anexo II), conforme segue:

$$RECURSO\_ESP\_PNL_{a,m} = TCC\_ESP\_PNL_{a,m}$$

e

$$RECURSO\_NESP\_PNL_{a,m} = TGFIS\_PNL\_NESP_{a,m} + TCC\_NESP\_PNL_{a,m} - REQ\_DEC\_REST\_NESP_{a,m}$$

Onde:

RECURSO\_ESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Recurso Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\_ESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECURSO\_NESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Recurso Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TGFIS\_PNL\_NESP<sub>a,m</sub> é o Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCC\_NESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

REQ\_DEC\_REST\_NESP<sub>a,m</sub> é o Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

22. O Requisito Especial e Não Especial para Apuração de Penalidade representa o requisito, Especial e Não Especial, que o agente precisa atender com seus respectivos recursos, e são determinados de formas distintas em função da classe, categoria ou características de cada perfil de agente:

- 22.1. Para o perfil de agente pertencente à classe Consumidor Especial ou para o perfil de Agente Vendedor de Energia Convencional Especial ou Incentivada Especial, o Requisito Especial para Apuração de Penalidade é constituído pelo consumo de suas cargas acrescido dos contratos de venda no Ambiente de Contratação Livre e dos contratos de venda no Ambiente de Contratação Regulado que devem ser lastreados pela Garantia Física própria. Já o Requisito Não Especial para Apuração de Penalidade é igual aos contratos de venda no Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre de qualquer tipo de energia. Em ambos os casos, deve-se considerar a venda dos Contratos Bilaterais Regulados já segregados conforme o tipo de energia de outorga da usina que os subsidiou, conforme as seguintes equações:

$$REQUISITO\_ESP\_PNL_{a,m} = \left( \sum_{j \in m} \sum_s TRC\_PNL_{a,s,j} \right) + TCV\_PNL\_ACL_{a,m} + TCV\_PNL\_CCEAR\_GFIS_{a,m} + TCV\_PNL\_ESP\_CBR_{a,m}$$

e

$$REQUISITO\_NESP\_PNL_{a,m} = TCV\_PNL\_CCEAR\_LACL_{a,m} + TCV\_PNL\_NESP\_CBR_{a,m}$$

Onde:

REQUISITO\_ESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Requisito Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

REQUISITO\_NESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Requisito Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TRC\_PNL<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TCV\_PNL\_ACL_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda, exceto CCEAR e exportação, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_CCEAR\_GFIS_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreado pela Garantia Física própria do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_CCEAR\_LACL_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_ESP\_CBR_{a,m}$  é o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_NESP\_CBR_{a,m}$  é o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

22.2. Para os demais perfis de agentes o Requisito Especial para Apuração de Penalidade é composto, quando aplicável, por eventual venda de Contratos Bilaterais Regulado, cujo tipo de energia de outorga da usina que os subsidiou for especial. Como o perfil de agente consumidor livre pode efetuar cessão de um contrato com tipo de energia especial, o seu requisito especial também é composto pelos contratos com tipo de energia especial onde esse perfil de agente está registrado como parte vendedora. Já o Requisito Não Especial para Apuração de Penalidade é constituído pelo consumo de suas cargas acrescido dos Contratos de Venda com tipo de energia não especial, conforme as seguintes equações:

$$REQUISITO\_ESP\_PNL_{a,m} = TCV\_PNL\_ESP\_CBR_{a,m} + TCV\_PNL\_ACL\_ESP_{a,m}$$

e

$$REQUISITO\_NESP\_PNL_{a,m}$$

$$= \left( \sum_{j \in m} \sum_s TRC\_PNL_{a,s,j} \right) + TCV\_PNL\_ACL\_NESP_{a,m} + TCV\_PNL\_CCEAR_{a,m} \\ + TCV\_PNL\_NESP\_CBR_{a,m}$$

Onde:

$REQUISITO\_ESP\_PNL_{a,m}$  é o Requisito Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_ESP\_CBR_{a,m}$  é o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_ACL\_ESP_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda de Energia Especial, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$REQUISITO\_NESP\_PNL_{a,m}$  é o Requisito Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC\_PNL_{a,s,j}$  é o Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$TCV\_PNL\_CCEAR_{a,m}$  é o Total de Contratos CCEARs de Venda para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCV\_PNL\_ACL\_NESP<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Venda de Energia Não Especial, exceto CCEAR, exportação e CBR, para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

TCV\_PNL\_NESP\_CBR<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

23. O Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial e Não Especial Preliminar é obtido pela diferença entre os requisitos e os recursos de energia para cada perfil de agente. Assim, valores positivos significam déficit de energia e valores negativos significam sobra de energia, conforme as seguintes expressões:

$$NILE\_ESP\_PRE_{a,m} = REQUISITO\_ESP\_PNL_{a,m} - RECURSO\_ESP\_PNL_{a,m}$$

e

$$NILE\_NESP\_PRE_{a,m} = REQUISITO\_NESP\_PNL_{a,m} - RECURSO\_NESP\_PNL_{a,m}$$

Onde:

NILE\_ESP\_PRE<sub>a,m</sub> é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

NILE\_NESP\_PRE<sub>a,m</sub> é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECURSO\_ESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Recurso Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

RECURSO\_NESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Recurso Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

REQUISITO\_ESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Requisito Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

REQUISITO\_NESP\_PNL<sub>a,m</sub> é o Requisito Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

## 2.2.2. Dados de Entrada da Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro não Ajustado

<b>Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>REQ_DEC_REST_ESP</b> a,m	Descrição	Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Anexo II – Verificação das Declarações de Lastro para Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda</b>	
<b>REQ_DEC_REST_NE SP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Anexo II – Verificação das Declarações de Lastro para Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total da Garantia Física Especial Disponível para Apuração de Penalidade de Cada Agente</b>	
<b>TGFIS_PNL_ESP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total da Garantia Física Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade</b>	
<b>TGFIS_PNL_NESP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total da Garantia Física Não Especial Disponível para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade</b>	
<b>TCC_ESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Compra Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>TCC_NESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	<b>Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade</b>	

	Descrição	Total de Contratos de Compra Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Livre para Apuração de Penalidade</b>		
TCV_PNL_ACL <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Contratos de Venda para Apuração de Penalidade celebrados em Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreados pela Garantia Física Própria</b>		
TCV_PNL_CCEAR_G FIS <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreado pela Garantia Física Própria do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre</b>		
TCV_PNL_CCEAR_L ACL <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Contratos de Venda em Ambiente de Contratação Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração Grandezas Preparatórias)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCV_PNL_ESP_CBR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TCV_PNL_NESP_CB<sub>R<sub>a,m</sub></sub></b>	Descrição	Total de Contratos Bilaterais Regulados de Venda Não Especial para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do agente para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TRC_PNL<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente "a", por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída da Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro não Ajustado

<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar</b>		
<b>NILE_ESP_PRE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar</b>	
<b>NILE_NESP_PRE<sub>a,m</sub></b>	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade MWh
	Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero

### 2.3. Determinação dos Ajustes no Nível da Insuficiência de Lastro de Energia

#### Objetivo:

Calcular os ajustes no Nível de Insuficiência de Lastro, Especial e Não Especial, para os agentes pertencentes à Categoria de Distribuição.

#### Contexto:

Os níveis de insuficiência de lastro de energia dos distribuidores podem sofrer eventuais ajustes em função de exposições involuntárias e resultados provenientes do MCSD Ex-Post. Essa etapa determina os ajustes atribuídos a cada perfil de agente pertencente à Categoria de Distribuição. A [Figura 8](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

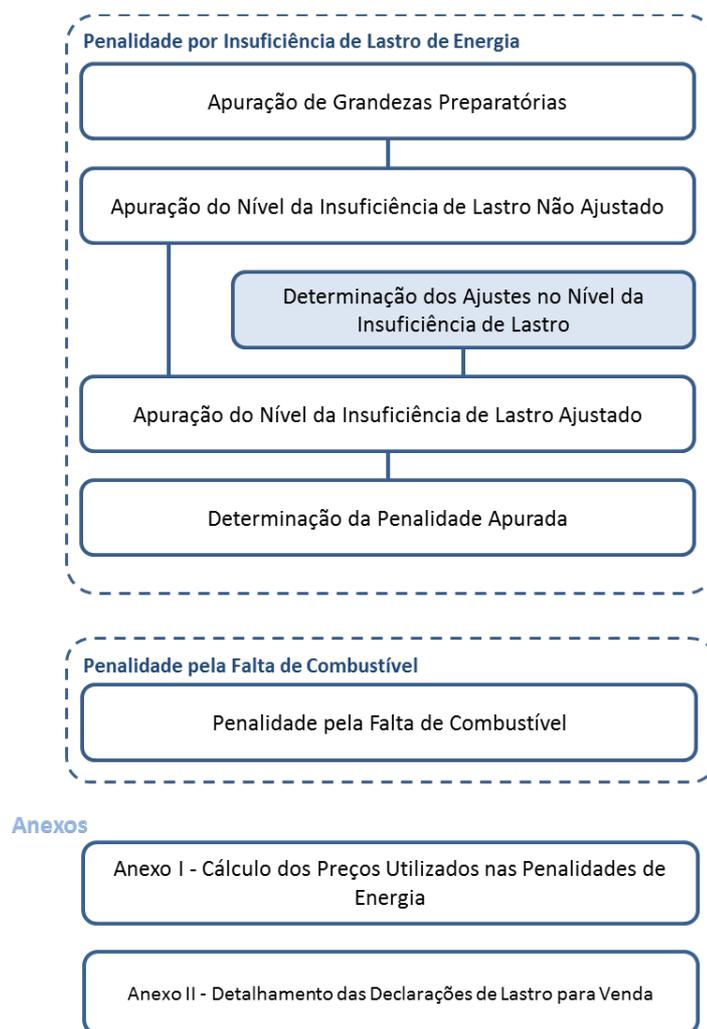


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

### 2.3.1. Detalhamento dos Ajustes no Nível da Insuficiência de Lastro

A determinação dos ajustes no nível da insuficiência de lastro é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

24. O Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial e Não Especial será apurado apenas para o perfil de agente pertencente à categoria de Distribuição e de forma diferenciada em função do mês de apuração.
- 24.1. Como janeiro é o mês de apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia dos distribuidores, o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial, para janeiro, totaliza: (i) o resultado obtido nas trocas do MCSD Ex-Post, referente ao ano anterior; e (ii) as exposições involuntárias. Já o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial é igual a zero, conforme abaixo:

$$AJUSTE\_NESP\_PNL_{a,m} = ENRG\_MCSD\_XP_{a,f-1} + EXP\_INV_{a,f-1} * \sum_{m \in f-1} M\_HORAS_m$$

$$AJUSTE\_ESP\_PNL_{a,m} = 0$$

Onde:

$AJUSTE\_NESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_ESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ENRG\_MCSD\_XP_{a,f}$  é o Ajuste em Energia decorrente do MCSD Ex-Post do perfil de agente “a”, no ano de apuração anterior “f-1”

$EXP\_INV_{a,f-1}$  é a Exposição Involuntária do perfil de agente “a”, no ano de apuração anterior “f-1”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

24.2. Para os demais meses, tanto o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial, quanto o Não Especial são iguais a zero, conforme abaixo:

$$AJUSTE\_NESP\_PNL_{a,m} = 0$$

e

$$AJUSTE\_ESP\_PNL_{a,m} = 0$$

Onde:

$AJUSTE\_NESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_ESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### 2.3.2. Dados de Entrada dos Ajustes no Nível da Insuficiência de Lastro de Energia

<b>Ajuste em Energia decorrente do MCSD Ex-Post</b>		
<b>ENRG_MCSD_XP<sub>a,f</sub></b>	Descrição	Ajuste em Energia decorrente do MCSD Ex-Post do perfil de agente “a”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MCSD (MCSD Ex-Post)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Involuntária</b>		
<b>EXP_INV<sub>a,f-1</sub></b>	Descrição	Quantidade de energia referente às Exposições Involuntárias, aprovadas pela ANEEL, do perfil de agente “a”, no ano de apuração anterior “f-1”
	Unidade	MWmédio
	Fornecedor	ANEEL

Valores  
Possíveis

Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída dos Ajustes no Nível da Insuficiência de Lastro de Energia

<b>Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>		
<b>AJUSTE_ESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>		
<b>AJUSTE_NESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.4. Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado

#### Objetivo:

Calcular o nível de insuficiência de lastro de energia, especial e não especial, ajustado para cada perfil de agente.

#### Contexto:

Considerar os ajustes previamente obtidos na apuração do nível da insuficiência de lastro de energia. A [Figura 9](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

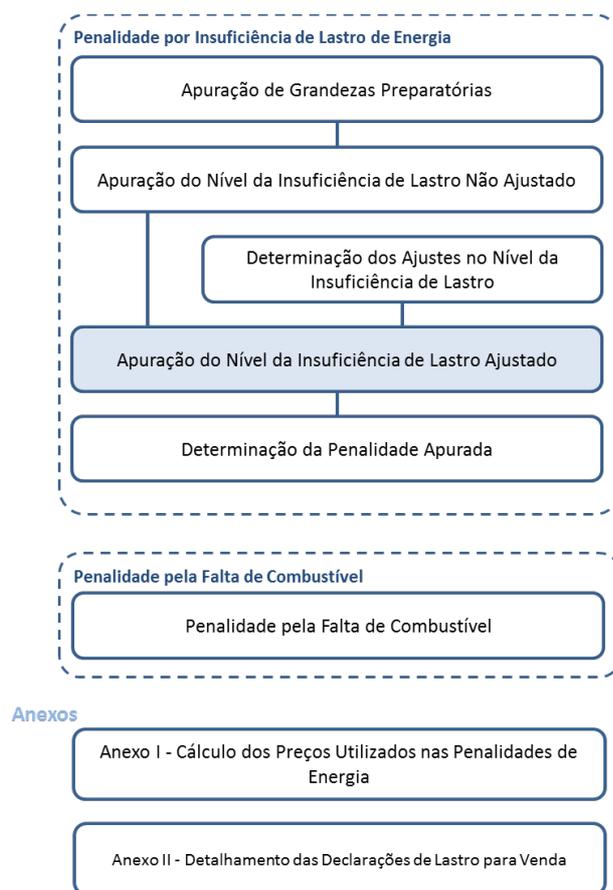


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

#### 2.4.1. Detalhamento da Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado

A apuração do nível da insuficiência de lastro ajustado é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

25. Como a penalidade por insuficiência de lastro deve ser apurada mensalmente com base no histórico de 12 meses precedentes ao mês de apuração, o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial e Não Especial são obtidos pelo somatório do Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial e Não Especial Preliminar, considerando, para todos os agentes, eventuais ajustes decorrentes de deliberações do CAD, dos 12 meses anteriores ao mês de apuração. Para os agentes de distribuição, também é considerado o ajuste no nível de insuficiência de lastro em função do MCSD Ex-Post e de exposições involuntárias, e para os agentes que declararam lastro para venda no primeiro ano de operação comercial, são considerados os ajustes para se utilizar a média do histórico de geração como lastro do agente ao invés da declaração de lastro para venda, a partir do décimo terceiro mês de operação comercial das suas usinas (conforme detalhado no anexo II deste caderno), de acordo com as seguintes expressões:

$$NILE\_ESP_{a,m} = \sum_{m \in 12M} (NILE\_ESP\_PRE_{a,m} - ADDC\_ESP\_PNL_{a,m}) + NILE\_ESP\_DEC\_AJU_{a,m} - AJUSTE\_ESP\_PNL_{a,m}$$

$$NILE\_NESP_{a,m} = \sum_{m \in 12M} (NILE\_NESP\_PRE_{a,m} - ADDC\_NESP\_PNL_{a,m}) + NILE\_NESP\_DEC\_AJU_{a,m} - AJUSTE\_NESP\_PNL_{a,m}$$

Onde:

$NILE\_ESP_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$NILE\_NESP_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$NILE\_ESP\_PRE_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_ESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Penalidade Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$NILE\_ESP\_DEC\_AJU_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_ESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$NILE\_NESP\_PRE_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_NESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Penalidade Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$NILE\_NESP\_DEC\_AJU_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_NESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”

### **Importante:**

Conforme a Linha de Comando 3.1, exclusivamente para os agentes pertencentes à categoria de Distribuição, a apuração de penalidades por insuficiência de lastro de energia tem como referência o mês de janeiro de cada ano, verificando os 12 meses do ano anterior (ano civil). A apuração desta insuficiência ocorrerá após a divulgação dos respectivos montantes de exposição involuntária e o processamento do MCSD Ex-Post.

26. O Nível de Insuficiência de Lastro Global de Energia Especial e Não Especial corresponde à consolidação dos níveis de insuficiência de todos os perfis do agente, independentemente de

sua classe ou categoria, exceto os perfis que estão isentos de tal verificação, segregado por tipo de Energia Especial ou Não Especial, conforme as seguintes expressões:

$$NILE\_ESP\_GLOB_{\alpha,m} = \sum_{\substack{a \in A\alpha \\ a \in APEN}} NILE\_ESP_{a,m}$$

e

$$NILE\_NESP\_GLOB_{\alpha,m} = \sum_{\substack{a \in A\alpha \\ a \in APEN}} NILE\_NESP_{a,m}$$

Onde:

$NILE\_ESP\_GLOB_{\alpha,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Global do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$NILE\_NESP\_GLOB_{\alpha,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Global do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$NILE\_ESP_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$NILE\_NESP_{a,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de agente “ $a$ ” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

“ $APEN$ ” é o conjunto de perfis de agente “ $a$ ”, que participam da verificação de insuficiência de lastro de energia (vide quadro importante abaixo)

#### **Importante:**

Os perfis de agentes que comercializam Cotas de Garantia Física, Cotas de Energia Nuclear, Cotas de Proinfa, Cotas de Itaipu e que representam a Conta de Energia de Reserva não compõe os níveis de insuficiência de lastro global dos agentes, uma vez que não estão sujeitos à apuração de penalidades por insuficiência de lastro de energia, conforme regulamentação desses regimes de contratação.

27. Como a demanda de Energia Especial foi criada como uma reserva de mercado que fomenta a construção de usinas de fontes renováveis, não é permitido que uma fonte de Energia Não Especial lastreie tal demanda. Portanto a Insuficiência de Lastro de Energia Especial é somente o valor positivo do Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Global do agente, conforme a seguinte expressão:

$$ILE\_ESP_{\alpha,m} = \max(0; NILE\_ESP\_GLOB_{\alpha,m})$$

Onde:

$ILE\_ESP_{\alpha,m}$  é a Insuficiência de Lastro de Energia Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$NILE\_ESP\_GLOB_{\alpha,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Global do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

27.1. No caso da demanda de Energia Não Especial, não há restrições quanto ao tipo de fonte que deve atendê-la. Portanto a Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial é a composição do valor positivo do Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Global do agente, somado à sua sobra de Lastro de Energia Especial (valores negativos do Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial), conforme a seguinte expressão:

$$ILE\_NESP_{\alpha,m} = \max\left(0; \left(NILE\_NESP\_GLOB_{\alpha,m} + \min(0; NILE\_ESP\_GLOB_{\alpha,m})\right)\right)$$

Onde:

$ILE\_NESP_{\alpha,m}$  é a Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Global do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$NILE\_ESP\_GLOB_{\alpha,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Global do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$NILE\_NESP\_GLOB_{\alpha,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Global do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Nível de Insuficiência de Lastro Ajustado

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Penalidade Não Especial</b>		
<b>ADDC_NESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Penalidade Não Especial do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Penalidade Especial</b>		
<b>ADDC_ESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Penalidade Especial do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>		
<b>AJUSTE_ESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Determinação dos Ajustes no Nível de Insuficiência de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>		
<b>AJUSTE_NESP_PNL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Determinação dos Ajustes no Nível de Insuficiência de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar</b>		
<b>NILE_ESP_PRE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Não Ajustado)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>NILE_ESP_DEC_AJU<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Anexo II – Verificação das Declarações de Lastro para Venda)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar</b>		
<b>NILE_NESP_PRE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Não Ajustado)

	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>NILE_NESP_DEC_AJ</b> $U_{a,m}$	<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda</b>	
	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Anexo II – Verificação das Declarações de Lastro para Venda)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.4.3. Dados de Saída do Nível de Insuficiência de Lastro Ajustado

	<b>Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>	
<b>ILE_ESP</b> $\alpha,m$	Descrição	Insuficiência de Lastro de Energia Especial do agente "α", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>	
<b>ILE_NESP</b> $\alpha,m$	Descrição	Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do agente "α", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5. Determinação da Penalidade Apurada

#### Objetivo:

Calcular a penalidade por insuficiência de lastro de energia.

#### Contexto:

Esta seção tem como finalidade valorar a insuficiência de lastro de energia apurada na seção anterior. A [Figura 10](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

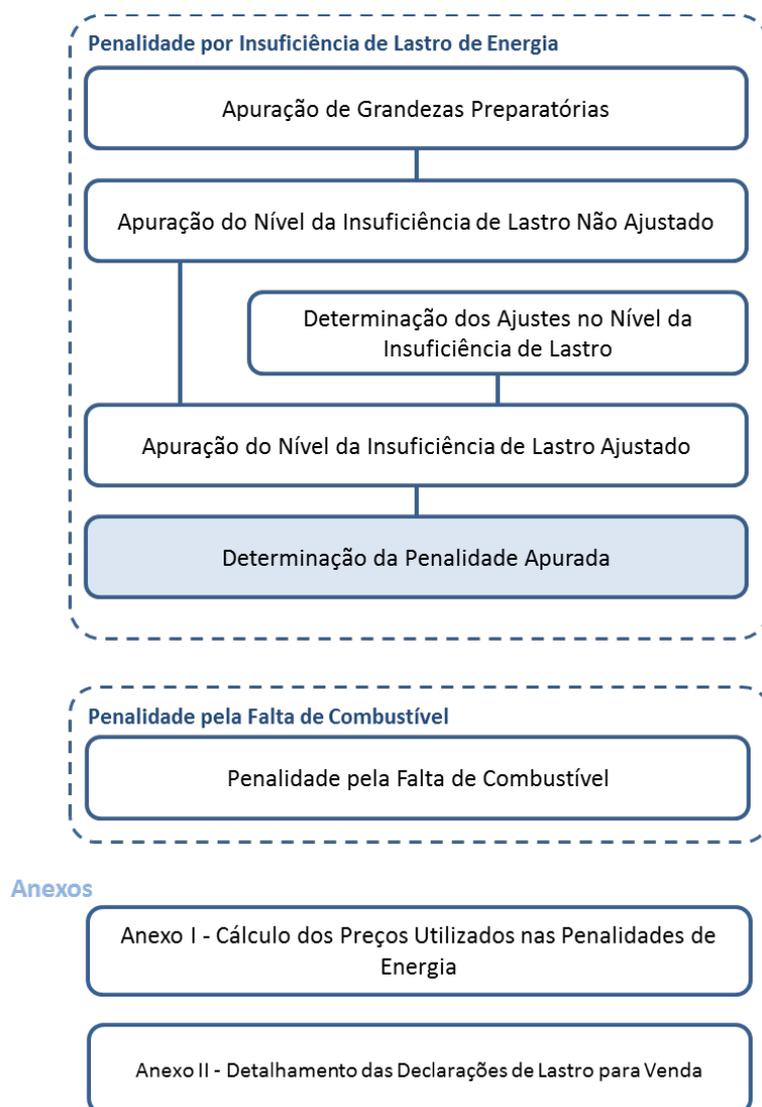


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

### 2.5.1. Determinação da Penalidade Apurada

A determinação da penalidade apurada é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

28. A Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia é determinada para os distribuidores de forma distinta da dos demais agentes, uma vez que as penalidades para os distribuidores são calculadas apenas em janeiro e para os demais agentes as penalidades são aferidas mensalmente. Dessa forma:

- 28.1. Para os agentes da categoria de distribuição, a apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia é realizada anualmente, apenas no mês de janeiro, pela aplicação do Preço de Referência para Penalização dos Distribuidores na Insuficiência de Lastro de Energia do agente, conforme a seguinte expressão:

$$PILE_{\alpha,m} = ILE\_NESP_{\alpha,m} * PREF\_DIS\_PNL_m$$

Onde:

$PILE_{\alpha,m}$  é a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$ILE\_NESP_{\alpha,m}$  é a Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PREF\_DIS\_PNL_m$  é o Preço de Referência para Penalização dos Distribuidores no mês de apuração “ $m$ ”

28.2. Para os demais agentes, a Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia é aferida mensalmente, sendo aplicada a razão de 1/12 do valor calculado de Insuficiência de Lastro de Energia Especial ou Não Especial, conforme o caso.

28.2.1. Logo, a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Especial é calculada conforme a seguinte expressão:

$$PILE\_ESP_{\alpha,m} = \frac{ILE\_ESP_{\alpha,m}}{12} * PREF\_PNL\_ESP_m$$

Onde:

$PILE\_ESP_{\alpha,m}$  é a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$ILE\_ESP_{\alpha,m}$  é a Insuficiência de Lastro de Energia Especial do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PREF\_PNL\_ESP_m$  é o Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial no mês de apuração “ $m$ ”

28.2.2. Analogamente, a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial é calculada conforme a seguinte expressão:

$$PILE\_NESP_{\alpha,m} = \frac{ILE\_NESP_{\alpha,m}}{12} * PREF\_PNL\_NESP_m$$

Onde:

$PILE\_NESP_{\alpha,m}$  é a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$ILE\_NESP_{\alpha,m}$  é a Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PREF\_PNL\_NESP_m$  é o Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial no mês de apuração “ $m$ ”

28.2.3. Por fim, a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Total é a soma da Penalidade de Energia Especial e Não Especial, conforme a seguinte expressão:

$$PILE_{\alpha,m} = PILE\_ESP_{\alpha,m} + PILE\_NESP_{\alpha,m}$$

Onde:

$PILE_{\alpha,m}$  é a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PILE\_ESP_{\alpha,m}$  é a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PILE\_NESP_{\alpha,m}$  é a Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

### 2.5.2. Dados de Entrada da Determinação da Penalidade Apurada

<b>Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>		
<b>ILE_ESP<math>_{\alpha,m}</math></b>	Descrição	Insuficiência de Lastro de Energia Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>		
<b>ILE_NESP<math>_{\alpha,m}</math></b>	Descrição	Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Referência para Penalização do Distribuidor</b>		
<b>PREF_DIS_PNL<math>_m</math></b>	Descrição	Preço de Referência para Penalização do Distribuidor no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>		
<b>PREF_PNL_ESP<math>_m</math></b>	Descrição	Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>		
<b>PREF_PNL_NESP<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia)
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.5.3. Dados de Saída da Determinação da Penalidade Apurada

<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia</b>		
<b>PILE<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia do agente "α", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6. Determinação da Penalidade pela Falta de Combustível

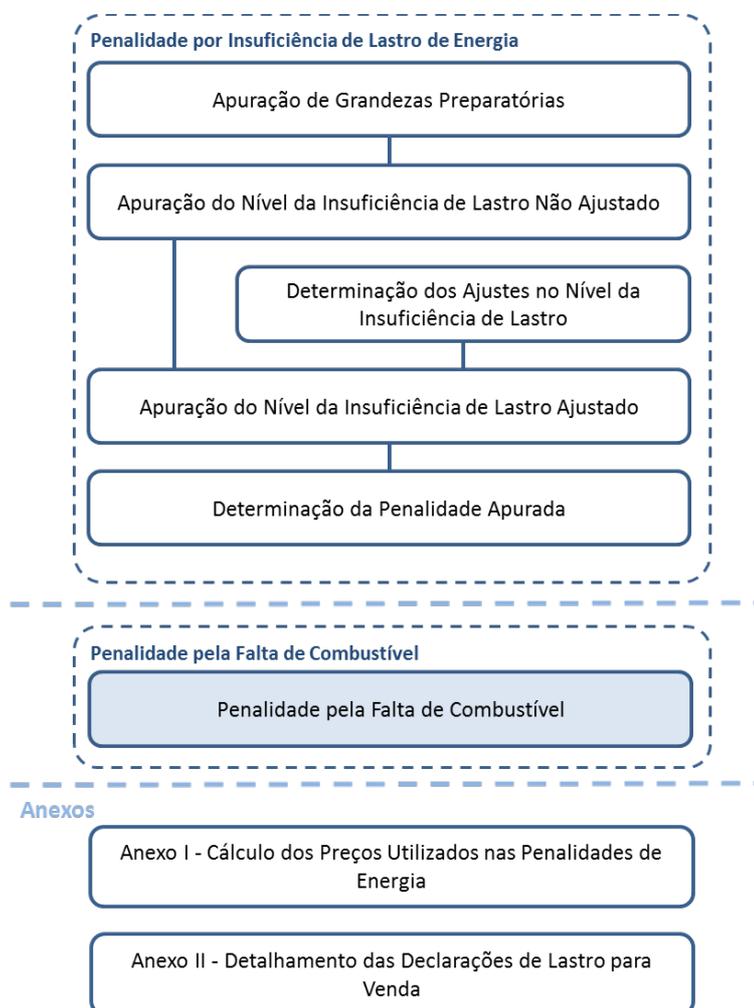
#### Objetivo:

Apurar as penalidades pela falta de combustível para as usinas termelétricas que não atenderem as instruções de despacho do ONS.

#### Contexto:

A penalidade pela falta de combustível está prevista [em regulamentação específica na Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013](#) que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e

manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. A Figura 11 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



**2.6.1. Detalhamento do Cálculo da Penalidade pela Falta de Combustível** O cálculo da Penalidade da Usina pela Falta de Combustível dos agentes é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

29. O agente proprietário de usina termelétrica, que tenha o seu contrato de suprimento de combustível firmado ou aditado por motivos de alteração de quantidade, preço ou prazo, em data igual ou posterior a 12/06/2006, será penalizado em caso de verificação de indisponibilidade decorrente da falta de combustível dessa usina.
30. A Penalidade da Usina pela Falta de Combustível é calculada mensalmente com base na energia não gerada pela falta do combustível, conforme informado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e sua precificação se dará pelo Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização, acrescido de uma rampa gradual de preços (detalhada no quadro “importante” abaixo), conforme a seguinte expressão:
  - 30.1. Para a usina termelétrica que tenha o seu contrato de suprimento de combustível firmado ou aditado por motivos de alteração de quantidade, preço ou prazo, em data igual ou posterior

a 12/06/2006, a Penalidade da Usina pela Falta de Combustível é determinada conforme a seguinte expressão:

$$PU\_FCOMB_{p,m} = \left( PMED\_PNL_m + \left( \frac{FFCOMB_{p,m}}{4} * (PLD\_MAX_m - PMED\_PNL_m) \right) \right) * ENG\_FC_{p,m} * M\_HORAS_m$$

Onde:

PU\_FCOMB<sub>p,m</sub> é a Penalidade da Usina pela Falta de Combustível de cada parcela de usina, “p”, no mês de apuração, “m”

PMED\_PNL<sub>m</sub> é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização no mês de apuração “m”

FFCOMB<sub>p,m</sub> é a Frequência da Falta de Combustível da Usina, “p”, no mês de apuração, “m”

PLD\_MAX<sub>m</sub> é o Preço Máximo de Liquidação das Diferenças no mês de apuração, “m”

ENG\_FC<sub>p,m</sub> é a Energia não Gerada pela Falta de Combustível de cada parcela de usina, “p”, no mês de apuração, “m”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

### **Importante:**

A rampa gradual de preço se dará da seguinte forma: no primeiro mês em que se verificar a energia não gerada pela falta de combustível, o preço da penalidade corresponderá ao PLD médio acrescido de 25% da diferença entre o PLD máximo e o PLD médio. Para as demais verificações, o acréscimo ao PLD médio será de 50% para a segunda vez, 75% para a terceira vez e, finalmente, 100% para as demais verificações. O percentual aplicado na diferença entre o PLD máximo e o PLD médio se manterá constante em 100% até que se verifiquem 12 meses consecutivos sem a ocorrência de falta de combustível, para então retornar ser calculado conforme o primeiro mês.

30.2. Para as demais usinas termelétricas não há penalidade por Falta de Combustível. Dessa forma, a Penalidade da Usina pela Falta de Combustível é determinada conforme a seguinte expressão:

$$PU\_FCOMB_{p,m} = 0$$

Onde:

PU\_FCOMB<sub>p,m</sub> é a Penalidade da Usina pela Falta de Combustível de cada parcela de usina, “p”, no mês de apuração, “m”

31. A Penalidade pela Falta de Combustível do agente é obtida pela soma da Penalidade por Falta de Combustível de todas as usinas associadas ao agente, conforme a seguinte expressão:

$$PNL\_FCOMB_{a,m} = \sum_{p \in a} PU\_FCOMB_{p,m}$$

Onde:

$PNL\_FCOMB_{a,m}$  é a Penalidade pela Falta de Combustível do perfil de agente “a”, no mês de apuração, “m”

$PU\_FCOMB_{p,m}$  é a Penalidade da Usina pela Falta de Combustível de cada parcela de usina, “p”, no mês de apuração, “m”

32. Os recursos oriundos da aplicação desta penalidade são revertidos em favor do abatimento dos Encargos de Serviços do Sistema.

### 2.6.2. Dados de Entrada da Penalidade pela Falta de Combustível

<b>Energia não Gerada pela Falta de Combustível</b>		
<b>ENG_FC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Energia que deixou de ser produzida pela falta de combustível da parcela de usina termelétrica “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Frequência da Falta de Combustível da Usina</b>		
<b>FFCOMB<sub>m</sub></b>	Descrição	Frequência em que ocorreu ausência de geração por falta de combustível, relacionado à parcela de usina não hidráulica “p”, no mês de apuração, “m”. Esta variável representa a quantidade de meses em que tenha sido constatada a ausência de geração por falta de combustível, variando de 0 a 4. A cada mês, em que tenha sido verificada ausência de geração por falta de combustível, o valor de j será incrementado em uma unidade. Ao atingir 4, o valor de j permanecerá constante. Após 12 meses sem ocorrências, o valor de j retornará a zero.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	0,1,2,3 ou 4
<b>Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização</b>		
<b>PMED_PNL<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização no mês de apuração “m”

	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia)
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Preço Máximo de Liquidação das Diferenças para Penalização</b>	
PLD_MAX <sub>m</sub>	Descrição	Limite máximo do PLD no mês de apuração "m" definido pelo poder concedente por ato regulatório específico
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
M_HORAS <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração "m"
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.6.3. Dados de Saída da Penalidade pela Falta de Combustível

	<b>Penalidade pela Falta de Combustível</b>	
PNL_FCOMB <sub>a,m</sub>	Descrição	Penalidade pela Falta de Combustível do perfil de agente "a", no mês de apuração, "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras "Penalidades de Energia", explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. ANEXO I – Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia

#### Objetivo:

Determinar os preços utilizados no cálculo das penalidades de energia.

#### Contexto:

Os preços calculados nessa etapa são utilizados para valorar a insuficiência de lastro de energia. A [Figura 12](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

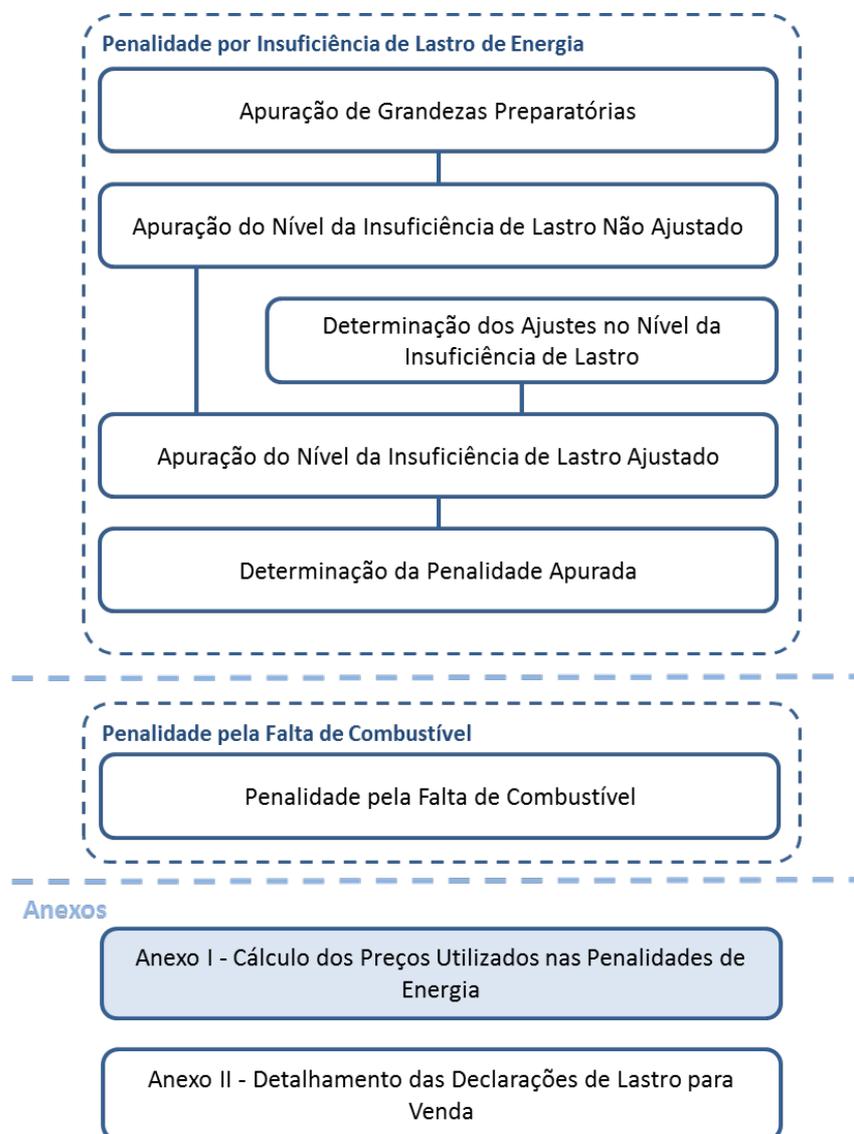


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

### 3.1.1. Detalhamento do Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia

O processo de cálculo dos preços utilizados nas penalidades de energia é composto pelos seguintes comandos e expressões:

33. O Preço de Referência para Penalização dos Distribuidores, utilizado para valorar a Insuficiência de Lastro de Energia dos distribuidores, é determinado sempre no mês de janeiro, pelo maior valor entre o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização dos Distribuidores e o Valor Anual de Referência para Penalização dos Distribuidores, conforme a seguinte expressão:

$$REF\_DIS\_PNL_m = \max(PMED\_DIS\_PNL_m; VRA_f)$$

Onde:

$PREF\_DIS\_PNL_m$  é o Preço de Referência para Penalização dos Distribuidores no mês de apuração “m”

$PMED\_DIS\_PNL_m$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização dos Distribuidores no mês de apuração “m”

$VRA_f$  é o Valor Anual de Referência para Penalização dos Distribuidores referente a penalidades apuradas no ano de apuração anterior “f-1”

- 33.1. O Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização dos Distribuidores é determinado sempre no mês de janeiro e representa a média do PLD ponderada pela carga de cada submercado, ambos referentes aos 12 meses precedentes ao mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$PMED\_DIS\_PNL_m = \frac{\sum_a \sum_s \sum_{j \in 12M} (TRC\_PNL_{a,s,j} * PLD_{s,j})}{\sum_a \sum_s \sum_{j \in 12M} TRC\_PNL_{a,s,j}}$$

Onde:

$PMED\_DIS\_PNL_m$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização dos Distribuidores no mês de apuração “m”

$TRC\_PNL_{a,s,j}$  é o Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“12M” é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”

34. O Preço de Referência para Penalização, utilizado para valorar a Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial dos agentes, exceto distribuidores, é determinado pelo maior valor entre o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização e o Valor de Referência, conforme a seguinte expressão:

$$PREF\_PNL\_NESP_m = \max(PMED\_PNL_m, VR)$$

Onde:

$PREF\_PNL\_NESP_m$  é o Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial no mês de apuração “m”

$PMED\_PNL_m$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização no mês de apuração “m”

VR é o Valor de Referência

- 34.1. O Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização, utilizado para apuração do Preço de Referência para Penalização, representa a média do PLD ponderada pela carga de cada submercado, no mês de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$PMED\_PNL_m = \frac{\sum_a \sum_s \sum_{j \in m} (TRC\_PNL_{a,s,j} * PLD_{s,j})}{\sum_a \sum_s \sum_{j \in m} TRC\_PNL_{a,s,j}}$$

Onde:

$PMED\_PNL_m$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização no mês de apuração “m”

$TRC\_PNL_{a,s,j}$  é o Consumo Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

35. O Preço de Referência para Penalização, utilizado para valorar a Insuficiência de Lastro de Energia Especial dos agentes, exceto distribuidores, é determinado pelo maior valor entre o preço médio de liquidação das diferenças para penalização e o preço de lastro de energia especial determinado pelo regulador, conforme a seguinte expressão:

$$PREF\_PNL\_ESP_m = \max (PMED\_PNL_m, PREF\_REG\_ESP_m)$$

Onde:

$PREF\_PNL\_ESP_m$  é o Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial no mês de apuração “m”

$PMED\_PNL_m$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças para Penalização no mês de apuração “m”

$PREF\_REG\_ESP_m$  é o Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial Definido pelo Regulador no mês de apuração “m”

### 3.1.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia

<b>Consumo Total do agente para Apuração de Penalidade</b>		
<b>TRC_PNL<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Total do Agente para Apuração de Penalidade do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de Contabilização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial Definido pelo Regulador</b>	
<b>PREF_REG_ESP<sub>m</sub></b>	Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial Definido pelo Regulador no mês de apuração “m”
Descrição	Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial Definido pelo Regulador no mês de apuração “m”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Aneel
Valores Possíveis	Positivos

<b>Valor de Referência</b>	
<b>VR</b>	A partir do ano de 2008, o Valor de Referência corresponde ao valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos A-5 e A-3.
Descrição	A partir do ano de 2008, o Valor de Referência corresponde ao valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos A-5 e A-3.
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

<b>Valor Anual de Referência</b>	
<b>VRA<sub>f</sub></b>	Valor Anual de Referência para Penalização dos Distribuidores referente a penalidades apuradas no ano de apuração anterior “f-1”
Descrição	Valor Anual de Referência para Penalização dos Distribuidores referente a penalidades apuradas no ano de apuração anterior “f-1”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.3. Dados de Saída do Cálculo dos Preços Utilizados nas Penalidades de Energia

<b>Preço de Referência para Penalização do Distribuidor</b>		
<b>PREF_DIS_PNL<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço de Referência para Penalização do Distribuidor no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>		
<b>PREF_PNL_ESP<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Especial no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>		
<b>PREF_PNL_NESP<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço de Referência para Penalização por Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.2. ANEXO II – Verificação das Declarações de Lastro para Venda

#### Objetivo:

Verificar se a declaração de lastro para venda das usinas que declararam garantia física para o primeiro ano de operação comercial está condizente com a geração verificada neste período, apurando eventuais necessidades de recomposição de lastro.

#### Contexto:

É facultado às usinas que iniciaram sua operação comercial, mas não possuem garantia física definida em ato regulatório, declarar lastro para venda limitado à potência máxima do empreendimento, exclusivamente para o primeiro ano de sua operação. Como no primeiro ano de operação da usina não há histórico de geração, o montante declarado é utilizado para fins da média móvel de lastro, sendo que, ao término do primeiro ano de operação comercial da usina, é verificado se esta obteve geração compatível com a declaração efetuada. Caso a geração realizada ao término do primeiro ano de operação comercial seja diferente da declaração efetuada no período, será apurada a diferença entre a quantidade vendida no primeiro ano e a respectiva geração verificada, que será considerada sobre o recurso de lastro do agente no décimo terceiro mês de operação comercial da usina, exigindo eventual restituição de lastro.

A [Figura 13](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

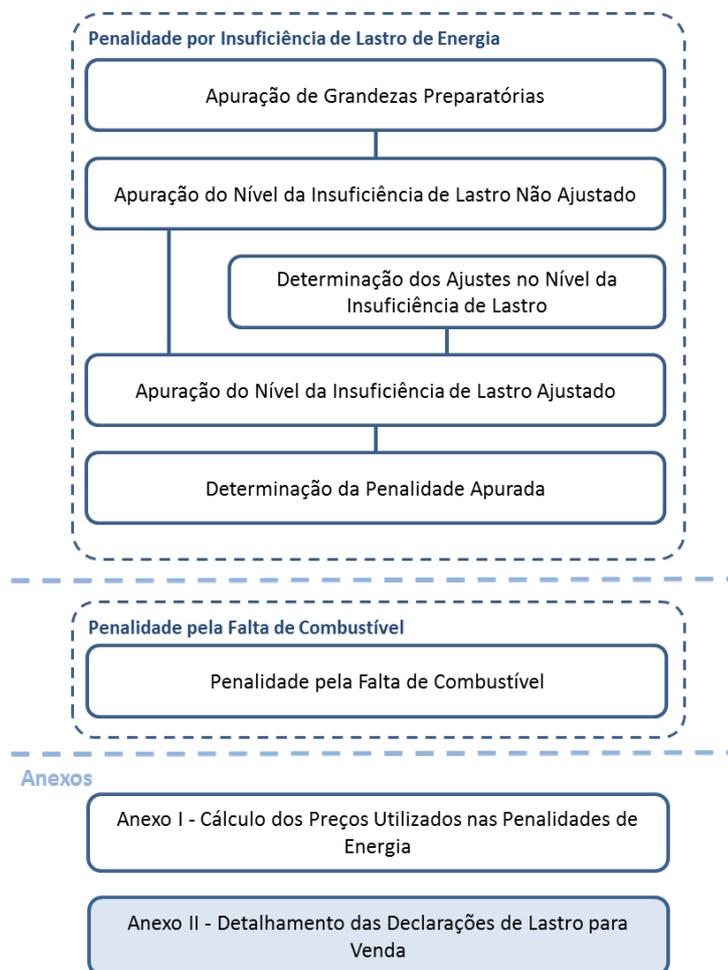


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidades de Energia”

### 3.2.1. Detalhamento da Verificação das Declarações de Lastro para Venda

36. A partir do décimo terceiro mês de operação comercial, exclusivamente para as usinas que declararam lastro para venda, o recurso de lastro para venda corresponderá à própria geração, tanto para comercializações futuras, quanto para o histórico de média móvel no primeiro ano de operação comercial. Desta forma, será necessário ajustar o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia para que tal histórico apurado, ora definido pelo recurso de lastro declarado, seja a geração verificada.
- 36.1. Para tanto, apura-se a diferença entre a quantidade declarada de garantia física no primeiro ano e a respectiva geração verificada, sendo esta diferença acrescida no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia da usina. Apesar da verificação ser feita a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina, como o cálculo do Nível de Insuficiência de Lastro de Energia considera os doze meses passados (sem contar o mês corrente), a diferença acrescida no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia da usina deve ser feita a partir do décimo quarto mês de operação comercial.
37. Logo, a Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no primeiro ano e a geração verificada é calculada conforme a seguinte expressão:

Se o mês de apuração de penalidade “m” corresponder ao **13º mês de operação comercial da parcela de usina “p” ou superior**, para a qual o proprietário da mesma declarou lastro para venda para o primeiro ano, então:

$$GF\_DIF\_DEC_{p,a,m} = \sum_{j \in 12M} (GFIS_{p,j} - G_{p,j})$$

$$\forall PDEC \in a$$

Onde:

$GF\_DIF\_DEC_{p,a,m}$  é a Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no Primeiro Ano e a Geração Verificada da parcela de usina “p”, do perfil de agente “a”, no mês de apuração de penalidades “m”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“PDEC” é o conjunto de usinas que declarou lastro para venda para o primeiro ano de operação comercial modelada no perfil de agente “a”

“12M” é o conjunto dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Uma usina será considerada em operação comercial na data de início de operação comercial de sua primeira unidade geradora.

O primeiro mês de operação comercial, por sua vez, é contado a partir do mês em que a primeira unidade geradora da usina estiver em operação comercial, inclusive.

A subtração ( $GFIS - G$ ) de cada período de comercialização, do intervalo dos últimos 12 meses anteriores ao mês de apuração “m”, apenas será realizada caso a usina não possua Garantia Física definida pelo MME, no respectivo período de tal subtração. Tal condição objetiva não contemplar o período na qual a usina já tenha eventualmente adquirido Garantia Física definida pelo MME. Neste último caso, o lastro de venda é a própria garantia física definida e não a declaração.

37.1. A Diferença entre a Garantia Física Declarada no primeiro ano e sua correspondente geração verificada, segregada pelo tipo de energia da outorga da usina, gera o Nível de Insuficiência de Lastro Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda. Como citado anteriormente, tal ajuste no nível de insuficiência de lastro apenas se realizará a partir do décimo quarto mês de operação comercial da usina, conforme expressão a seguir:

Se o perfil “a”, na qual a parcela de usina “p” que declarou lastro de venda está modelada é vendedor de energia **especial** e o mês de apuração de penalidade “m” corresponder ao **14º mês de operação comercial da parcela de usina “p” ou superior**:

$$NILE\_ESP\_DEC\_AJU_{a,m} = \sum_p GF\_DIF\_DEC_{p,a,m}$$

*Caso contrário,*

*Se o perfil “a”, na qual a parcela de usina “p” que declarou lastro de venda está modelada é vendedor de energia **não especial** e o mês de apuração de penalidade “m” corresponder ao **14º mês de operação comercial da parcela de usina “p” ou superior:***

$$NILE\_NESP\_DEC\_AJU_{a,m} = \sum_p GF\_DIF\_DEC_{p,a,m}$$

Onde:

NILE\_ESP\_DEC\_AJU<sub>a,m</sub> é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

NILE\_NESP\_DEC\_AJU<sub>a,m</sub> é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

GF\_DIF\_DEC<sub>p,a,m</sub> é a Diferença entre a garantia física declarada no primeiro ano e sua correspondente geração verificada da parcela de usina “p”, do perfil de agente “a”, no mês de apuração de penalidades “m”

38. Em caso da usina possuir contratos de venda, lastreados pelo Lastro de Venda Declarado, maior que a geração verificada no primeiro ano de operação comercial, tal usina deve restituir lastro a partir do décimo terceiro mês de operação comercial.

38.1. Para tanto, apura-se o Requisito para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda através da verificação do Nível de Insuficiência de Lastro de Energia do primeiro ano de operação comercial da usina considerando o Recurso para Apuração da Penalidade como sendo a sua geração verificada. Tal requisito apurado é decrescido do Recurso para Apuração de Penalidade no décimo terceiro mês de operação comercial da usina:

*Se o perfil “a”, na qual a parcela de usina “p” que declarou lastro de venda está modelada é vendedor de energia **especial** e o mês de apuração de penalidade “m” corresponder ao **13º mês de operação comercial da parcela de usina “p”:***

$$REQ\_DEC\_REST\_ESP_{a,m} = \max \left( 0 ; NILE\_ESP_{a,m} + \sum_p GF\_DIF\_DEC_{p,a,m} \right)$$

*Caso contrário,*

*Se o perfil “a”, na qual a parcela de usina “p” que declarou lastro de venda está modelada é vendedor de energia **não especial** e o mês de apuração de penalidade “m” corresponder ao **13º mês de operação comercial da parcela de usina “p”:***

$$REQ\_DEC\_REST\_NESP_{a,m} = \max \left( 0 ; NILE\_NESP_{a,m} + \sum_p GF\_DIF\_DEC_{p,a,m} \right)$$

Onde:

REQ\_DEC\_REST\_ESP<sub>a,m</sub> é o Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

REQ\_DEC\_REST\_NESP<sub>a,m</sub> é o Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

NILE\_ESP<sub>a,m</sub> é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

NILE\_NESP<sub>a,m</sub> é o Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

GF\_DIF\_DEC<sub>p,a,m</sub> é a Diferença entre a garantia física declarada no primeiro ano e sua correspondente geração verificada da parcela de usina “p”, do perfil de agente “a”, no mês de apuração de penalidades “m”

### 3.2.2. Dados de Entrada da Verificação das Declarações de Lastro para Venda

<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física por Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial</b>		
<b>NILE_ESP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado)

	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial</b>		
<b>NILE_NESP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro Ajustado)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 3.2.3. Dados de Saída da Verificação das Declarações de Lastro para Venda

<b>Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no Primeiro Ano e a Geração Verificada</b>		
<b>GF_DIF_DEC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no Primeiro Ano e a Geração Verificada da parcela de usina “p”, do perfil de agente “a”, no mês de apuração de penalidades “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>NILE_ESP_DEC_AJU<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>NILE_NESP_DEC_AJ<sub>U,a,m</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial Preliminar de Ajuste em função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>REQ_DEC_REST_ESP</b> a,m	Descrição	Requisito Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>REQ_DEC_REST_NE</b> SP <sub>a,m</sub>	Descrição	Requisito Não Especial para Restituição de Lastro em Função da Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**ANEXO XVI**  
**Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Agentes que atuam na comercialização de energia incentivada.

Com o intuito de promover o desenvolvimento de fontes alternativas no processo de produção de energia elétrica, a legislação brasileira criou incentivos para estimular empreendedores e consumidores a investirem nesse segmento do mercado de energia.

Nesse sentido, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabeleceu que os empreendimentos enquadrados no ~~§ 1º do seu~~ artigo 26 poderiam, por determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), fazer jus a percentual de redução ~~não inferior a 50% (cinquenta por cento)~~ a ser aplicado às Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

~~Assim, a redução nas Tarifas Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição é atribuída às usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir desta data, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapassem 300 MW, e atribuída às usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapassem 30 MW. Além disso, a redução tarifária é atribuída parcialmente às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte à biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapassem 50 MW.~~

O direito estabelecido na Lei nº 9.427/96 foi regulamentado por regulamentação específica pela Resolução Normativa nº 77/04, que estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os empreendimentos beneficiados com o desconto.

O desconto tarifário concedido às tais usinas pode ser repassado aos agentes que comercializaram energia com essas fontes. Portanto, o objetivo deste módulo de Regras é apurar o desconto tarifário concedido: (I) às usinas autorizadas a possuir desconto e (II) aos agentes que comercializam energia com estas fontes.

As usinas que possuem direito ao desconto na Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição são denominadas “Usinas Incentivadas”. O tipo de energia comercializado por estas usinas é intitulado “Energia Incentivada”.

A ~~Figura 1~~Figura-1 apresenta a relação do módulo de “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST” com os demais módulos das Regras de Comercialização. De modo simplificado, dados oriundos dos módulos “Medição Contábil”, “Contratos”, “Garantia Física”, “Penalidade de Energia” e “Receita de Venda” são necessários para se determinarem os percentuais de desconto a serem aplicados na TUSD/TUST dos agentes que participam do processo de comercialização de energia incentivada.

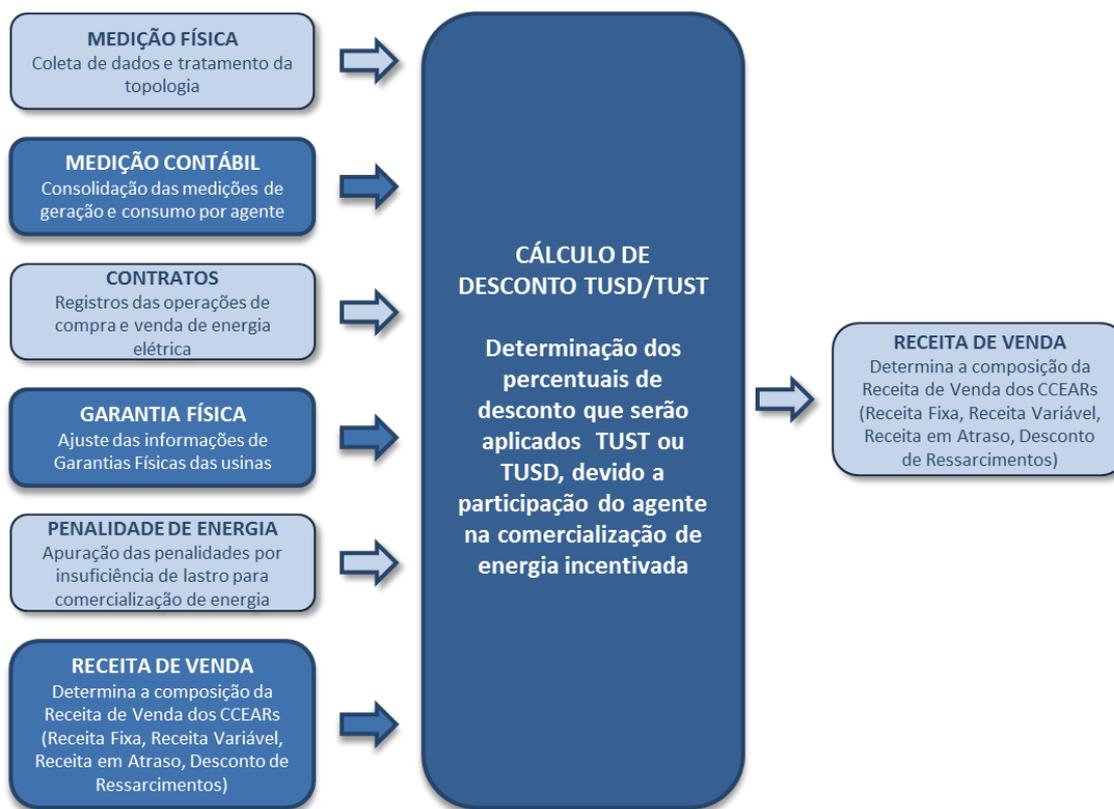


Figura 1: Relação do módulo Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de determinar o percentual de desconto a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, de cada agente participante da comercialização de energia incentivada:

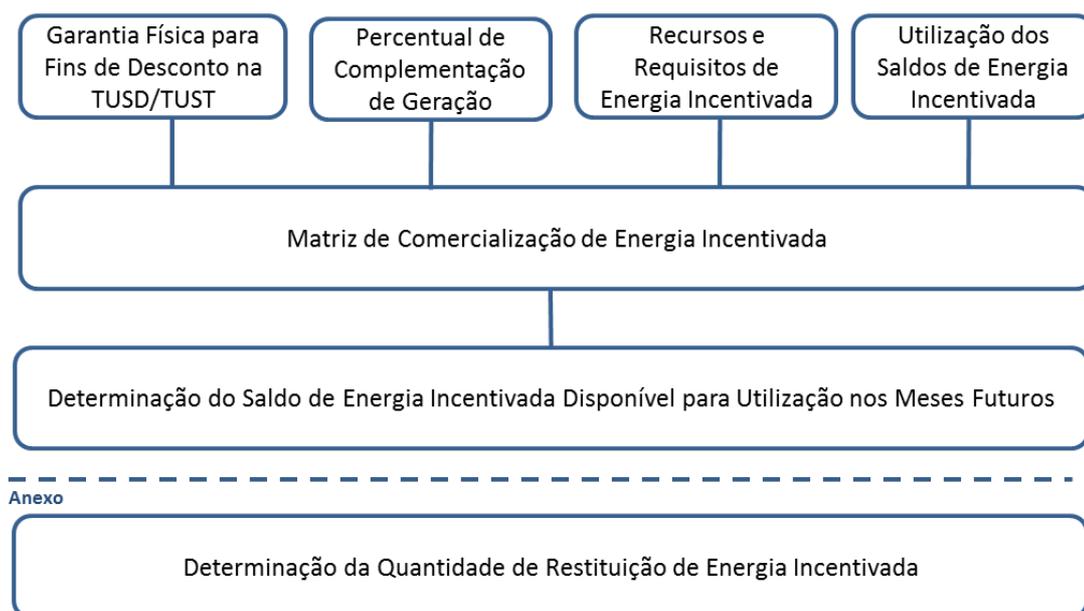


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

- **Garantia Física para Fins de Desconto:** essa etapa detalha o tratamento dado aos empreendimentos de geração com o objetivo de determinar a garantia física das usinas que será considerada no cálculo do desconto a ser aplicado à TUSD e TUST.
- **Percentual de Complementação de Geração:** nessa etapa é verificado se a quantidade de energia convencional não especial adquirida pelo agente vendedor de energia incentivada com objetivo de complementar a sua geração, está de acordo com o percentual permitido em regulamentação específica.
- **Recursos e Requisitos de Energia Incentivada:** nesta etapa, são apurados os recursos de energia incentivada do agente para cobrir seus respectivos requisitos, no mês de apuração.
- **Utilização dos Saldos de Energia Incentivada:** nesta etapa, detalha-se a disponibilidade, utilização e atualização de saldo, para a cobertura de déficit de recurso no mês de apuração e posterior inserção na matriz de comercialização de energia incentivada. O cálculo dos saldos formados nos meses anteriores é efetuado conforme descrito na seção Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros.
- **Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada:** nessa etapa são calculados os elementos que irão compor a matriz de comercialização de energia incentivada, utilizada na solução de sistemas de equações lineares para determinar o desconto a ser aplicado à TUSD e TUST dos agentes envolvidos na comercialização de energia incentivada.
- **Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros:** nesta etapa será calculado o saldo de energia incentivada do mês contabilizado, através da sobra de recurso verificado no mês, para que possa ser utilizado nos onzes meses subsequentes para cobertura de situações de déficits.

## Anexo

**Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada:** determina a quantidade de restituição de energia incentivada para usinas que declararam lastro para venda em seu primeiro ano de operação comercial.

### 1.1.2. Metodologia Utilizada na Apuração do Desconto

A metodologia utilizada na apuração do desconto TUSD/TUST tem como objetivo apurar o percentual final de redução a ser aplicada pelas distribuidoras e transmissoras às tarifas de uso, TUSD ou TUST, pagas pelos agentes envolvidos na comercialização de energia incentivada devido ao transporte de energia nos sistemas de distribuição ou transmissão, respectivamente.

Conforme ~~Resolução Normativa nº 77/2004~~ regulamentação específica, os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus aos percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a ser aplicado às tarifas de transporte, TUSD/TUST, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, cabendo à Aneel emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto a que a usina terá direito.

Em virtude da adoção da potência injetada, um parâmetro de natureza dinâmica, para conferir a um dado empreendimento de geração de fonte hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada o direito ao desconto na tarifa de uso, a verificação do não atendimento ao requisito legal para obtenção do *status* de energia incentivada impede a concessão de tal direito. Por esse motivo, e em consonância com o disposto em regulamentação específica ~~Resolução Normativa nº 247/2006~~, o agente vendedor, responsável por esse tipo de empreendimento de geração, perderá o direito ao desconto concedido à usina pelo Poder Concedente caso seja apurada ultrapassagem dos limites permitidos para injeção de potência nos sistemas de transmissão e distribuição, conforme apurado no módulo “Medição Contábil”.

Na comercialização de energia incentivada, para o cálculo do desconto efetivo aplicado à TUSD, no caso dos agentes consumidores, e do desconto de repasse para os agentes vendedores, são apurados mensalmente o recurso incentivado estabelecido pela garantia física e/ou os contratos de compra, e o requisito incentivado, dado pelo consumo e/ou contratos de venda, considerando as particularidades dos perfis de agentes, conforme explicitado mais adiante. Contudo, da mesma forma que é permitido ao agente utilizar o lastro para venda ou para a cobertura contratual do consumo num horizonte de 12 meses, se faz necessário considerar os recursos incentivados para fins de cálculo do desconto no mesmo intervalo de tempo. Logo, além do recurso do mês de contabilização, são utilizados, em caso de déficits, sobras de recursos incentivados dos 11 meses anteriores ao de contabilização.

As sobras de recurso são armazenadas como saldos de energia incentivada, válidos dentro de um horizonte de 11 meses denominado janela de apuração de saldos de energia incentivada. Quando houver déficit do recurso incentivado no mês de contabilização serão utilizados, prioritariamente, saldos incentivados dos meses mais antigos da janela de apuração, limitando-se a tal necessidade de cobertura, conforme explícito na Figura abaixo.

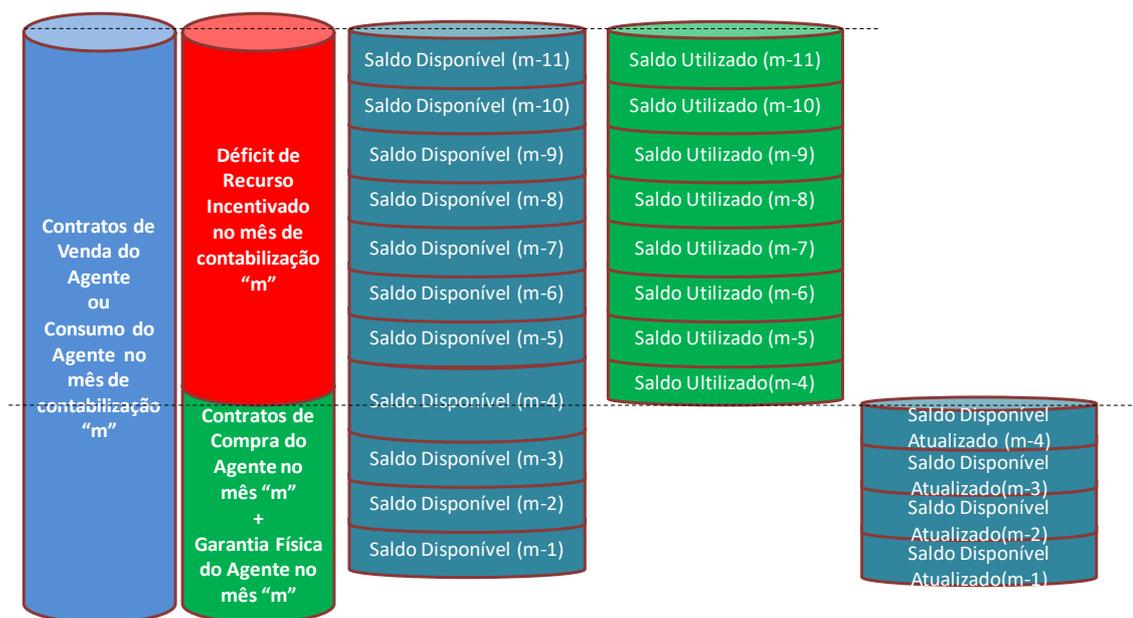


Figura 3: Utilização de saldos de energia incentivada para abater situações de déficits

Para que o agente possa gerenciar plenamente seus portfólios distintos de contratação de energia incentivada, a apuração do desconto associado à TUSD/TUST será realizada por perfil de agente vendedor do tipo de energia “incentivada” e, no caso de consumidores, pelos perfis de agente de consumo.

De forma resumida, a aplicação do desconto aos agentes participantes da comercialização de energia incentivada observará as seguintes premissas:

- Para as usinas de fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016 ou que venham a ser autorizadas a partir desta data, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 300 MW, e para as usinas de fonte solar, eólica e cogeração qualificada, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 30 MW, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST deverá ser o valor estabelecido em ato autorizativo específico. Além disso, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST às usinas de fonte hidráulicas, independentemente da data de autorização, ou de fonte à biomassa, que foram autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016, desde que a potência injetada por estas usinas nas redes de transmissão ou de distribuição não ultrapasse 50 MW, deverá ser o valor estabelecido em ato autorizativo específico atenuado por um fator calculado com base na Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão.
- Para os contratos de venda do agente de geração/comercialização que atua no segmento de comercialização de energia incentivada especial, o valor do desconto a ser repassado aos agentes compradores corresponderá à média global dos descontos de suas usinas e seus contratos de compra de energia incentivada especial efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre a garantia física apurada acrescida dos contratos de compra de energia incentivada especial, e os contratos de venda de energia incentivada especial.

- Para os contratos de venda do agente de geração/comercialização que atua no segmento de comercialização de energia incentivada não especial, o valor do desconto a ser repassado aos agentes compradores corresponderá à média global dos descontos de suas usinas e seus contratos de compra de energia incentivada efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre a garantia física apurada acrescida dos contratos de compra de energia incentivada, e os contratos de venda de energia incentivada não especial.
- Para os agentes de comercialização de energia incentivada sem ativos de geração modelados, o valor do desconto a ser repassado aos seus agentes compradores corresponderá à média global dos descontos atrelados aos contratos de compra de energia incentivada efetuados no mês de contabilização dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre as quantidades de energia associadas aos contratos de compra de energia incentivada e os montantes de energia incentivada estabelecidos nos contratos de venda.
- Para os consumidores especiais, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUST/TUSD das unidades consumidoras modeladas será o valor resultante do equacionamento matricial, e corresponderá à média global dos descontos repassados por seus contratos de compra de energia incentivada especial efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre os montantes mensais de energia associados a seus contratos de compra de energia incentivada especial, e o consumo mensal verificado somado à eventual venda cessão de energia.
- Para os consumidores especiais recém cadastrados/modelados na CCEE, deverá ser aplicado um desconto provisório pré-fixado de 50% na TUSD/TUST, a ser considerado pelas Distribuidoras na aplicação das tarifas até ser realizado o processamento da matriz de desconto. Quando o desconto para o referido mês for divulgado pela CCEE, a Distribuidora deverá realizar os ajustes nas tarifas baseada no desconto calculado.
- Para os consumidores livres e autoprodutores, o desconto mensal a ser efetivamente aplicado à TUST/TUSD das unidades consumidoras modeladas será o valor resultante do equacionamento matricial, e corresponderá à média global dos descontos repassados pelos seus contratos de compra de energia incentivada especial ou incentivada não especial efetuados no mês de contabilização e dos saldos de energia incentivada utilizados, ponderada pelo máximo valor entre os montantes mensais de energia associados a seus contratos de compra de energia incentivada, e o consumo mensal verificado somado à eventual venda cessão de energia.

Eventual redução do desconto associado à energia incentivada vendida por um agente de geração/comercialização, seja decorrente da ultrapassagem do limite de 49% da garantia física apurada na compra de contratos de energia convencional, seja pela ultrapassagem do limite de potência injetada, incluindo os casos previstos no §1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427 de 1996, ou ainda pela comercialização de energia com insuficiência de lastro para venda, será refletida em toda a cadeia de comercialização em que este agente estiver envolvido.

### 1.1.3. Abordagem Matricial

Com objetivo de não restringir as intermediações na comercialização de energia incentivada e tratar adequadamente o repasse do desconto que está associado à energia elétrica produzida por empreendimento de geração enquadrado no ~~§ 1º do~~ art. 26 da Lei nº 9.427 de 1996, observados os casos de insuficiência de lastro para venda e de violação dos limites de potência injetada e de complementação de geração, foi adotada a técnica de solução de sistemas de equações lineares via abordagem matricial para representar as partes envolvidas na comercialização de energia incentivada e apurar o desconto final a que os agentes têm direito.

Na construção da matriz de comercialização de energia incentivada, cada agente ocupa uma posição específica. A montagem dessa matriz segue basicamente duas regras:

- Para preencher os elementos da diagonal principal, considera-se o maior valor entre os recursos e os requisitos de cada agente que participa desse segmento de mercado. A Figura 4 apresenta, para cada tipo de agente, a relação de recursos e requisitos adquiridos no mês de contabilização atinentes à comercialização de energia incentivada.

Tipo de agente	Recursos	Requisitos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agente de geração;</li> <li>• Agente de comercialização com usinas modeladas; e</li> <li>• Autoprodutor ou Produtor Independente no perfil onde estão modeladas as usinas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantia física das usinas modeladas; e</li> <li>• Contratos de compra de energia incentivada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de venda de energia incentivada</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agente de comercialização sem usinas modeladas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de compra de energia incentivada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de venda de energia incentivada</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumidor livre; e</li> <li>• Autoprodutor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de compra de energia incentivada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga das unidades consumidoras</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumidor especial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contratos de compra de energia incentivada especial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga das unidades consumidoras</li> </ul>

Figura 4: Relação de recursos e requisitos de agente participante da comercialização de energia incentivada

- Para os elementos fora da diagonal principal, considera-se o montante contratado entre o agente vendedor representado na coluna “j” e o agente comprador representado na linha “i”. Ou seja, os elementos fora da diagonal principal refletem o quanto de energia incentivada o agente comprador “i” adquire por intermédio de contratos celebrados com o agente vendedor “j”. Esse valor da energia contratada deve ser representado com sinal negativo devido à utilização de álgebra matricial. A Figura 5 ilustra a montagem de uma matriz simplificada com três agentes: um gerador, um consumidor especial e um comercializador.

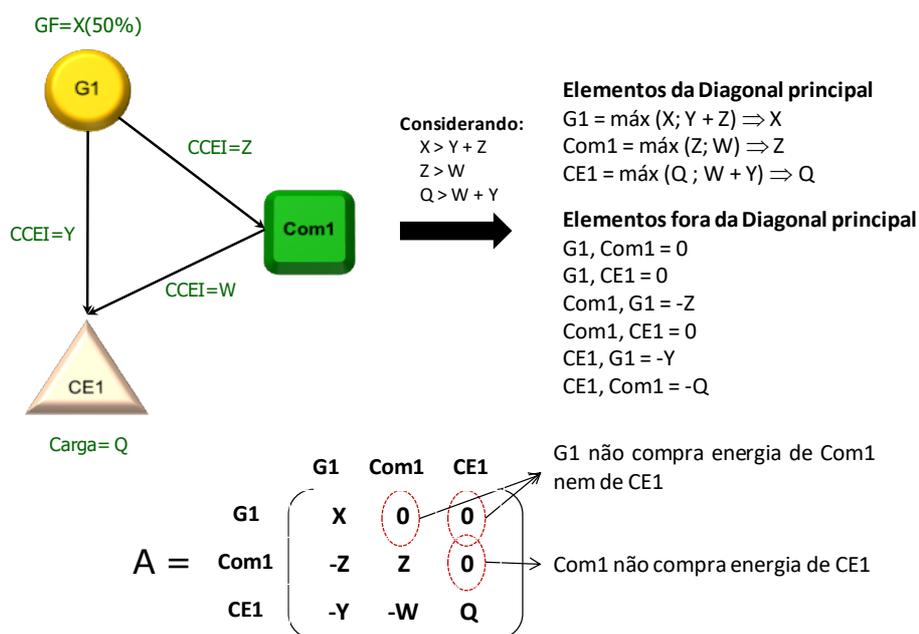


Figura 5: Exemplo de Montagem da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

## 2. Detalhamento das Etapas de Cálculo do Desconto

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

#### Objetivo:

Determinar a garantia física para cálculo do desconto a ser aplicado à TUSD/TUST.

#### Contexto:

Para determinar a garantia física das usinas que produzem a chamada energia incentivada, é necessário identificar o tipo de empreendimento de geração de energia e se, atrelado a esse empreendimento, há um ato específico vigente que confere o seu enquadramento no disposto no ~~§ 1º do~~ art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996. A garantia física calculada nessa etapa será considerada como recurso do agente de geração/comercialização, e utilizada no cálculo do percentual de desconto que será objeto de repasse por meio de seus contratos de venda de energia incentivada.

A Figura 6 relaciona a etapa de determinação da garantia física das usinas que produzem a chamada energia incentivada em relação ao módulo completo:

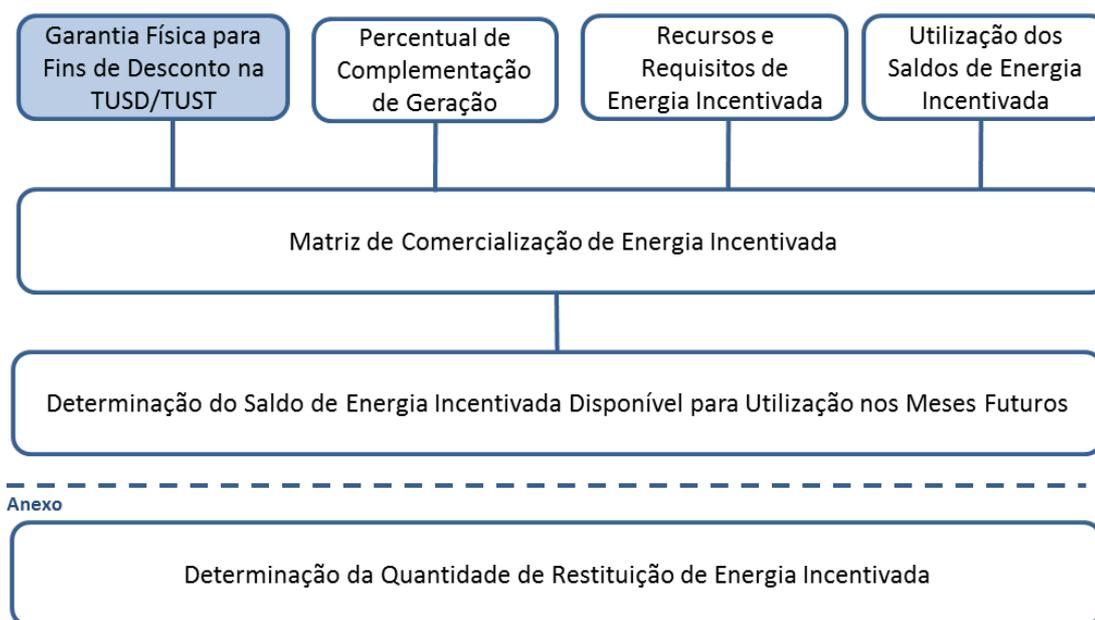


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”

### 2.1.1. Detalhamento do cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

1. O processo de cálculo da garantia física das usinas autorizadas como fontes incentivadas, para fins de cálculo do desconto na TUSD/TUST, será obtido em função da verificação mensal da incidência de ultrapassagem dos limites de potência injetada e se o empreendimento possui ou não garantia física definida pelo MME/EPE, ou ANEEL.
  - 1.1. Para as usinas que possuem o tipo de energia incentivada especial e incentivada não especial, que não possuam garantia física definida pelo Poder Concedente, e que não declararam Garantia Física para o primeiro ano de operação comercial, cujos agentes proprietários optaram por utilizar a média móvel da geração realizada no horizonte de 12 meses, compreendidos entre o mês de apuração e mais os 11 meses anteriores, como lastro para efeito do cálculo do desconto aplicável à TUSD/TUST, a Garantia Física Preliminar para Fins de Desconto na TUSD/TUST será a média de geração, desde que não haja penalidades por ultrapassagem de potência injetada, descontada de eventual utilização do lastro da usina para outros fins que não a comercialização no ACL (do mês de contabilização atual e dos acumulados não lastreados dos meses de contabilização anteriores), dada pela seguinte expressão:

Se  $F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$ , então:

$$GFIS\_DT\_PRE_{p,m} = \left( \sum_{j \in m} \left( \frac{\sum_{m \in 12MU} \sum_{j \in m} G_{p,j}}{\sum_{m \in 12MU} M\_SPD_m} \right) \right) - TGFIS\_CBR\_LAS_{p,m} - REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p,m,mr} + \min(0, GFIS\_DT\_PRE_{p,m-1})$$

$mr = m$

Onde:

$GFIS\_DT\_PRE_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$TGFIS\_CBR\_LAS_{p,m}$  é a Garantia Física Disponível por usina que lastreou os Contratos Bilaterais Regulados de Venda, referente à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” “12MU” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês de apuração “m” e os 11 meses que o antecedem (“m-11” a “m”) ou o período de vigência da usina na CCEE (o que for menor)

### Importante:

Para as usinas que não possuem Garantia Física definida pelo MME, a opção da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST ser a geração do próprio mês ou da média de geração dos últimos 12 meses deverá ser feita até o mês de dezembro e será válida para todo o ano subsequente. Para usinas modeladas ao longo do ano de apuração, a opção realizada no processo de modelagem será válida para todo o ano de apuração.

### Representação Gráfica

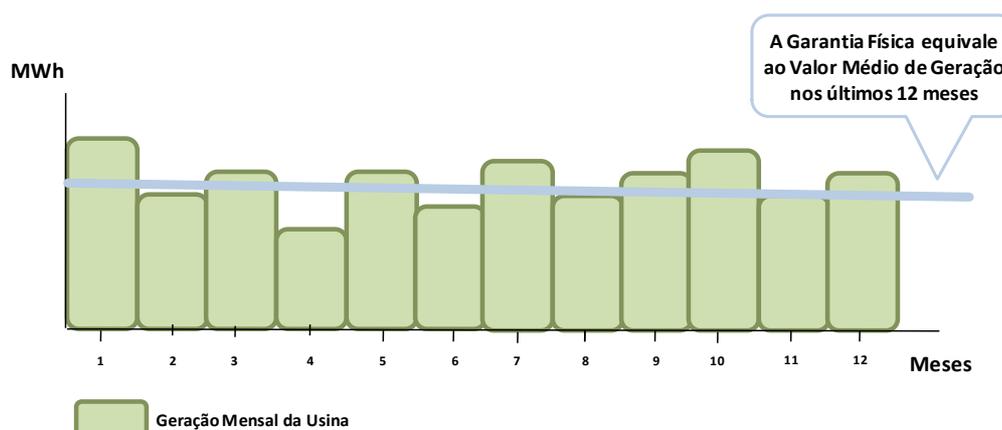


Figura 7: Cálculo da Garantia Física em Função da Média Histórica dos últimos 12 Meses

- 1.2. Para as demais usinas, desde que não haja penalidades por ultrapassagem de potência injetada, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar será o Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada usina, descontado de eventual utilização do

lastro da usina para outros fins que não a comercialização no ACL (do mês de contabilização atual e dos acumulados não lastreados dos meses de contabilização anteriores), conforme expressão:

Se  $F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$ , então:

$$GFIS\_DT\_PRE_{p,m} = TGFIS\_PNL\_USI_{p,m} - TGFIS\_CCEAR\_LAS_{p,m} - TGFIS\_CBR\_LAS_{p,m} - REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p,m,mr} + \min(0, GFIS\_DT\_PRE_{p,m-1})$$

$$mr = m$$

Onde:

$GFIS\_DT\_PRE_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$TGFIS\_PNL\_USI_{p,m}$  é o Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TGFIS\_CCEAR\_LAS_{p,m}$  é a Garantia Física Disponível por usina que lastreou os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado que devem ser lastreados pela Garantia Física própria da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TGFIS\_CBR\_LAS_{p,m}$  é a Garantia Física Disponível por usina que lastreou os Contratos Bilaterais Regulados de Venda, referente à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS\_DT\_PRE_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração anterior “m-1”

$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

- 1.2.1. A Garantia Física Disponível por usina que deve lastrear os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado é definida pelo Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado para Apuração de Penalidade que devem ser lastreados pela Garantia Física da própria usina, conforme expressão:

$$TGFIS\_CCEAR\_LAS_{p,m} = \sum_e \sum_{j \in m} (CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j} * F\_LGFIS_{p,j})$$

Onde:

$TGFIS\_CCEAR\_LAS_{p,m}$  é a Garantia Física Disponível por usina que lastreou os Contratos de Venda no Ambiente de Comercialização Regulado que devem ser lastreados pela Garantia Física própria da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$CQ\_CCEAR\_LAS_{p,e,j}$  é a Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreado pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“p” é a parcela de usina comprometida com o CCEAR “e”

- 1.2.2. Analogamente ao tratamento realizado para os CCEARs, os Contratos Bilaterais Regulados (CBR), quando se trata de Geração Distribuída de Chamada Pública, Geração Distribuída de Desverticalização, Contratos Celebrados Anteriores à Lei nº 10.848/2004 (16/03/2004) ou contratos oriundos do sistema isolado de distribuidora interligada, devem estar respaldados pelo lastro proveniente da usina que originou o respectivo contrato. Logo a Garantia Física Disponível por usina que deve lastrear os Contratos Bilaterais Regulados de Venda é definida pelo total de contrato de venda deste tipo que devem ser lastreados pela Garantia Física da própria usina, conforme expressão:

$$TGFIS\_CBR\_LAS_{p,m} = \sum_{e \in PCBR} \sum_{j \in m} (CQ_{e,j} * F\_LGFIS_{p,j})$$

Onde:

$TGFIS\_CBR\_LAS_{p,m}$  é a Garantia Física Disponível por usina que lastreou os Contratos Bilaterais Regulados de Venda, referente à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$F\_LGFIS_{p,j}$  é o Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreado pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PCBR” é o conjunto de usinas “p” que respaldaram os Contratos Bilaterais Regulados “e”

2. A Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será o valor positivo da Garantia Física para Fins de Desconto Preliminar. No caso das usinas de fonte à biomassa cuja potência injetada seja maior que 30MW e menor ou igual a 50MW autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016 ou que resultem de leilão de energia realizado anteriormente a 1º de janeiro de 2016, ou hidráulicas com potência superior a 5MW e igual ou inferior a 50MW, exceto para as usinas que possuem ampliação com venda em leilão posterior à 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data, deverá também ser considerado um fator redutor que representa a proporção da potência injetada além do limite de 30MW, conforme regulamentação da Lei nº 13.299/2016. Além disso, caso a usina incentivada tenha ultrapassado o limite de potência injetada, aplicável para o caso de cada empreendimento, em um determinado mês, ou está na janela de doze meses de penalização pela reincidência de ultrapassagem de potência injetada, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será zero, conforme expressão:

Se  $F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$ , então:

$$GFIS\_DT_{p,m} = \max(0; GFIS\_DT\_PRE_{p,m}) * F\_DESC\_3050_{p,m} + ADDC\_GFDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS\_DT_{p,m} = 0$$

Onde:

GFIS\_DT<sub>p,m</sub> é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

F\_PEN\_TUSD<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

GFIS\_DT\_PRE<sub>p,m</sub> é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

F\_DESC\_3050<sub>p,m</sub> é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injeta entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

ADDC\_GFDT<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 2.1. Para usina a biomassa com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado de até 50MW, que possua Garantia Física publicada, tenha todos os dados do histórico de geração utilizados no cálculo, e cuja garantia física não tenha sido recalculada com base na Portaria nº 484, de 24 de agosto de 2012, desde a data de início do histórico de geração utilizado no cálculo até o mês de apuração:

$$F\_DESC\_3050_{p,m} = 1 - \frac{\sum_{m \in MFD} \sum_{j \in m} \max\left(0; \frac{MED\_G_{p,j} + ADDC\_MED\_G_{p,j}}{SPD_m} - 30\right)}{\sum_{m \in MFD} \sum_{j \in m} \left(\frac{MED\_G_{p,j} + ADDC\_MED\_G_{p,j}}{SPD_m}\right)}$$

Onde:

F\_DESC\_3050<sub>p,m</sub> é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injetada entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

MED\_G<sub>p,j</sub> é a Medição de Geração da Usina Não Ajustada por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

ADDC\_MED\_G<sub>p,j</sub> é o Ajuste de Medição de Geração Não Ajustada da Usina Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

“MFD” é o conjunto de 12 meses que compreende o mês de maio do ano anterior ao mês de referência e os 11 meses imediatamente anteriores

“SPD<sub>m</sub>” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

- 2.2. Para usinas hidráulicas com potência instalada de até 50MW e demais usinas a biomassa com Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado de até 50MW:

$$F\_DESC\_3050_{p,m} = \min\left(1; \frac{30}{\max\left(MUSDT_{p,m}; \frac{MAX\_MED\_G_{p,m}}{SPD_m}\right)}\right)$$

Onde:

$F\_DESC\_3050_{p,m}$  é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injeta entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MUSDT_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) Contratado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MAX\_MED\_G_{p,m}$  é o Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“SPD<sub>m</sub>” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

2.2.1. Para as demais usinas:

$$F\_DESC\_3050_{p,m} = 1$$

Onde:

$F\_DESC\_3050_{p,m}$  é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em função da potência injeta entre 30 MW e 50 MW da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

2.2.2. O Valor Máximo de Medição de Geração Não Ajustada é o maior valor de geração injetada no ponto de conexão, verificado no mês, calculado conforme expressão:

$$MAX\_MED\_G_{p,m} = \max_m(MED\_G_{p,j})$$

Onde:

$MAX\_MED\_G_{p,m}$  é o Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MED\_G_{p,j}$  é a Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

**Importante:**

O Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado considerado para o mês corresponderá ao montante cadastrado no primeiro período de comercialização do respectivo mês. Desse modo, qualquer alteração efetuada durante o mês terá eficácia a partir do início do mês seguinte à sua alteração.

3. No caso das usinas de fonte à biomassa, solar ou eólica autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016 e que possuem ampliação com venda em Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva posterior à 2016, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será o valor positivo da Garantia Física para Fins de Desconto Preliminar, considerado um fator redutor que representa a proporção da potência injetada além do limite de 30MW apenas da parcela original da usina. Além disso, caso a usina incentivada tenha ultrapassado o limite de potência injetada de 300MW em um determinado mês, ou está na janela de doze meses de penalização pela reincidência de ultrapassagem de potência injetada, a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST será zero, conforme expressão:

Se  $F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$ , então:

$$GFIS\_DT_{p,m} = \max(0; GFIS\_DT\_PRE_{p,m}) * F\_AMP\_R_{p,m} + ADDC\_GFDT_{p,m}$$

Caso contrário:

$$GFIS\_DT_{p,m} = 0$$

Onde:

$GFIS\_DT_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$GFIS\_DT\_PRE_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_AMP\_R_{p,m}$  é o Fator de Repasse do Desconto na TUSD/TUST da Ampliação, em função da potência inferior à 300 MW, devida a ampliação da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_GFDT_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

3.1. O cálculo do Fator de Repasse do Desconto na TUSD/TUST da Ampliação corresponde à proporção de energia que foi injetada acima do limite de 30MW, conforme expressão:

$$F\_AMP\_R_{p,m} = \min \left( 1; \frac{30}{\max \left( MAX\_MED\_G_{p,m} * (1 - F\_AMP\_ACR_p); (MUSDT_{p,m} - MUSDT\_ACR_{p,m}) \right)} \right)$$

Onde:

$F\_AMP\_R_{p,m}$  é Fator de Repasse do Desconto na TUSD/TUST da Ampliação em função da potência inferior à 300 MW devida a ampliação da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_AMP\_ACR_p$  Fator de Ampliação comprometido com o ACR, da parcela de usina “p”.

$MAX\_MED\_G_{p,m}$  é o Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “m”

$MUSDT\_ACR_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MUSDT_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) Contratado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

3.1.1. O Fator de Repasse do Desconto na TUSD/TUST da Ampliação, que será calculado apenas no mês em que a ampliação entrar em operação comercial, permanecendo inalterado até que haja

quaisquer novas ampliações, consiste na proporção entre a Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, e a Garantia Física total da usina:

$$F\_AMP\_ACR_p = \frac{GFIS\_ACR_p}{GF_p}$$

Onde:

$F\_AMP\_ACR_p$  Fator de Ampliação comprometido com o ACR, da parcela de usina “p”.

$GF_p$  é a Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico

$GFIS\_ACR_p$  é a Garantia Física para a parcela da usina “p” comprometida com contratos regulados provenientes dos leilões das respectivas ampliações da parcela

**Importante:**

O Cálculo do Fator de Ampliação ACR ( $F\_AMP\_ACR$ ) está associado apenas ao aumento de potência instalada da usina. Este fator calculado é fixo, independentemente de revisão de garantia física. O fator será reapurado para qualquer nova alteração de potência da usina.

3.1.2. O valor do Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, é obtido conforme a seguinte expressão:

$$MUSDT\_ACR_{p,m} = F\_AMP\_ACR_p * MUSDT_{p,m}$$

Onde:

$MUSDT\_ACR_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_AMP\_ACR_p$  Fator de Ampliação comprometido com o ACR, da parcela de usina “p”.

$MUSDT_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) Contratado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

**2.1.2. Dados de Entrada do Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST**

<b>Ajuste de Medição de Geração Não Ajustada da Usina Decorrente de Deliberação do CAd</b>	
<b>ADDC_MED_G<sub>p,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Ajuste de Medição de Geração Não Ajustada da Usina Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p>

	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste de Garantia Física a da Usina, Decorrente de Deliberação do CAAd</b>		
<b>ADDC_GFDT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Garantia Física para Fins de Desconto da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada</b>		
<b>CQ_CCEAR_LAS<sub>p,e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade dos Contratos de Comercialização Regulada para Apuração de Penalidade que Deve ser Lastreada, pertencentes a parcela de usina “p”, comprometida com o CCEAR “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreado pela Garantia Física Própria</b>		
<b>F_LGFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator dos Contratos Regulados que Devem ser Lastreados pela Garantia Física Própria da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST</b>	
<b>F_PEN_TUSD<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
	<b>Geração Final da Usina</b>	
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado</b>	
<b>MUSDT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>	
<b>MED_G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de geração, agregada por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados de Pontos de Medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física</b>		
<b>REC_SALDO_GFIS_U</b> p,m,mr	Descrição	Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da receita de usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”</b>		
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1
<b>Total da Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de Cada Usina</b>		
<b>TGFIS_PNL_USI<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Total de Garantia Física Disponível para Apuração de Penalidade de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída do Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST

Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST		
GFIS_DT <sub>p,m</sub>	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2. Determinação do Percentual de Complementação de Geração

#### Objetivo:

Verificar a ocorrência de ultrapassagem do limite estabelecido na legislação para contratação de energia não especial pelos agentes geradores de energia incentivada especial.

#### Contexto:

O gerador vendedor de energia especial poderá adquirir energia não especial até o limite de 49% da garantia física de suas usinas. Caso esse limite seja ultrapassado, será atribuído, para fins de equacionamento matricial, valor zero para o desconto associado às usinas de sua propriedade no mês de cálculo do desconto aplicado à TUSD/TUST.

A Figura 8 relaciona esta etapa de verificação da complementação da geração não incentivada em relação ao módulo completo:

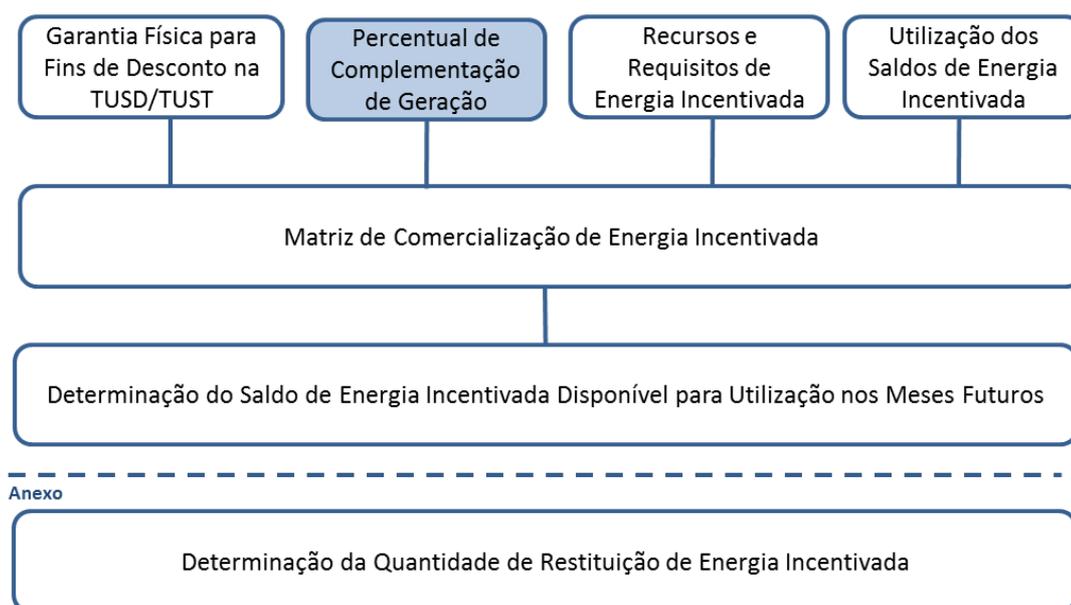


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”

### 2.2.1. Cálculo do Percentual de Complementação de Geração

4. Para os agentes vendedores de energia incentivada especial, é obtido o percentual de complementação de geração pela relação dos contratos de compra de energia convencional não especial, descontada da necessidade de recomposição de lastro do agente motivada por CCEARs, com a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST, conforme expressão que segue:

$$PCG_{a,m} = \frac{\max \left( 0; \left( \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \notin ECIE \\ e \notin ECCE}} CQ_{e,j} \right) - TCV\_PNL\_CCEAR\_LACL_{a,m} \right) \right)}{\sum_{p \in a} GFIS\_DT_{p,m}}$$

Onde:

$PCG_{a,m}$  é o Percentual de Complementação de Geração do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_DT_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TCV\_PNL\_CCEAR\_LACL_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente “a”

“ECIE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial

“ECCE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia convencional especial

- 4.1. Apurado o percentual de complementação de geração, é verificado se o agente ultrapassou o limite permitido para compra de contratos de energia não especial, com objetivo de complementar a geração de suas usinas. Em caso de ultrapassagem do limite de 49% para a complementação da geração, a energia associada às usinas do agente perderá o direito de repasse do desconto ao agente comprador, na forma que segue:

Se  $PCG_{a,m} > 0,49$ , então:

$$ULCG_{p,m} = 1$$

Caso Contrário

$$ULCG_{p,m} = 0$$

Onde:

$PCG_{a,m}$  é o Percentual de Complementação de Geração do agente “a” no mês de apuração “m”

$ULCG_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Complementação de Geração da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

### 2.3.2 Determinação do Desconto Ajustado da Usina

5. Identificada a ocorrência de ultrapassagem do limite de complementação de geração ou do limite de potência injetada, é zerado o desconto associado às usinas que produzem energia incentivada especial e às usinas que produzem energia incentivada não especial, para fins de utilização na matriz de comercialização de energia incentivada. Caso contrário, o desconto da parcela da usina mantém o valor concedido através de ato autorizativo.

Se  $(ULCG_{p,m} = 0)$  e  $(F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0)$ , então:

$$DESC\_AJU_{p,m} = PERC\_DESC_p$$

Caso Contrário:

$$DESC\_AJU_{p,m} = 0$$

Onde:

$DESC\_AJU_{p,m}$  é o Desconto Ajustado da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$ULCG_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Complementação de Geração da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$PERC\_DESC_p$  é o Percentual de Desconto da parcela de usina “p”

### 2.2.2. Dados de Entrada da Determinação do Percentual de Complementação da Geração

Quantidade Modulada do Contrato		
$CQ_{e,j}$	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST		
$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada)

	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST</b>		
<b>GFIS_DT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre</b>		
<b>TCV_PNL_CCEAR_L ACL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Contratos de Venda em Ambiente de Comercialização Regulado que podem ser lastreados com contratos de compra no Ambiente de Contratação Livre do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidade de Energia (Apuração de Grandezas Preparatórias)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Desconto da Usina</b>		
<b>PERC_DESC<sub>p</sub></b>	Descrição	Percentual de Desconto da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída da Determinação do Percentual de Complementação da Geração

<b>DESC_AJU<sub>p,m</sub></b>	<b>Desconto Ajustado da Usina</b>
-------------------------------	-----------------------------------

Descrição	Desconto Ajustado da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada

#### Objetivo

Determinar a quantidade dos recursos e requisitos de energia incentivada do agente no mês de apuração.

#### Contexto:

Para que o agente vendedor repasse desconto na venda de energia incentivada ou o agente consumidor possua desconto TUSD/TUST para suas cargas, é necessário que estes possuam recursos de energia incentivada.

Logo, a venda de energia incentivada gera um requisito de lastro incentivado para o agente que deve ser coberto com recursos provenientes de garantia física própria para fins de desconto da TUSD/TUST ou contratos de compra de energia incentivada. De modo análogo, o consumo da carga do agente que participa da comercialização de energia incentivada também se torna um requisito a ser coberto com recursos provenientes de contratos de compra de energia incentivada.

A Figura abaixo identifica a etapa de “Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada” no módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”.

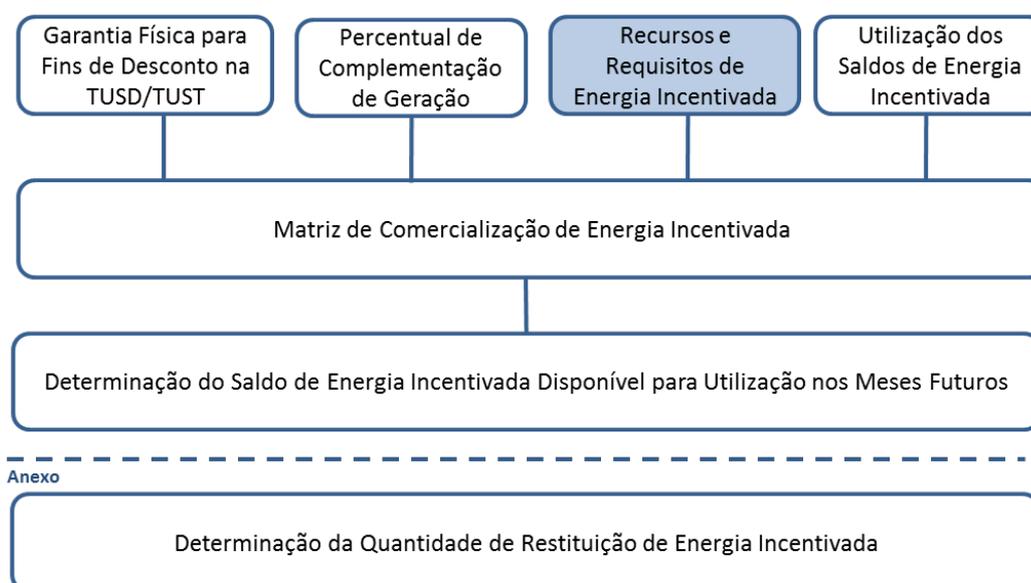


Figura 9: Esquema Geral do Módulo “Cálculo do de Descontos Aplicado à TUSD/TUST”

#### 2.3.1. Definição de Recurso e Requisito de Energia Incentivada

- Os recursos de energia incentivada são contratos de compra de energia incentivada efetuados pelo agente somados, no caso de geradores, à garantia física para fins de desconto, apurados por

perfil de agente. Já os requisitos de energia incentivada são contratos de venda de energia incentivada efetuados pelo agente e o consumo de agentes que possuem carga que participam deste tipo de comercialização, também apurados por perfil de agente.

- 6.1. A energia gerada por usinas incentivadas destinada à autoprodução, conforme Lei nº 13.203, apenas podem repassar desconto na TUSD/TUST para à respectiva carga atendida em caso de a usina ter entrado em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. Logo, os contratos de repasse de autoprodução provenientes de uma usina incentivada para sua respectiva carga apenas servirá de recurso de energia incentivada para o perfil de agente consumidor em caso da usina que lastreou o contrato de repasse de autoprodução tenha entrado em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.
- 6.2. Conforme apurado na primeira Linha de Comando deste módulo, o recurso de energia incentivada próprio de uma usina disponível para comercialização no ACL é constituído pela garantia física do empreendimento não comprometida com o ACR ou com Contratos Bilaterais Regulados - CBRs. Desse modo, não é possível que a parcela de energia de uma usina incentivada comprometida com contratos CCEARs ou CBRs atenda este requisito com energia convencional, exceção feita à situação onde a usina ainda não tenha iniciado sua operação comercial.
- 6.3. Contratos de compra de energia incentivada utilizados para a recomposição de lastro de agentes que possuam usinas em atraso comprometidas com CCEARs não são considerados como recurso de energia incentivada, uma vez que estão lastreando os CCEARs e não os CCEALs.
- 6.4. Os contratos do Proinfra não constituem recurso de energia incentivada para o agente consumidor, porém atenuam o requisito de energia incentivada ocasionada pelo seu consumo.

### **2.3.2. Apuração dos Contratos de Repasse de Autoprodução que Geram Desconto na TUSD/TUST**

7. A Lei 13.203/2015 estabelece que usinas incentivadas também repassam o desconto na TUSD/TUST para as unidades de consumo, referente à energia destinada às cargas de autoprodução, desde que essas usinas tenham entrado em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.
- 7.1. Portanto, primeiramente, apura-se a quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST de empreendimentos com operação comercial após 1º de janeiro de 2016:

*Se a usina "p" entrou em operação comercial após 1º de janeiro de 2016:*

$$GFIS\_DT\_2016_{p,m} = GFIS\_DT_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$GFIS\_DT\_2016_{p,m} = 0$$

Onde:

$GFIS\_DT\_2016_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST de Empreendimentos com Operação Comercial após 1º de janeiro de 2016, referente à parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$GFIS\_DT_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

- 7.2. Para que o desconto na TUSD/TUST da usina incentivada seja repassado para sua carga correlata, é necessário o registro de um contrato de repasse de geração (entre o perfil de agente onde a usina está modelada e o perfil onde a carga de autoprodução está modelada) com o valor do recurso de energia a ser transferido. Assim, a Quantidade Preliminar de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada é determinada conforme a seguinte expressão:

$$CQ\_ERGEI\_PRE_{e,j} = CQ_{e,j}$$

$$\forall e \in ERGEI$$

Onde:

$CQ\_ERGEI\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Preliminar de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“ERGEI” é o conjunto de contratos “e” entre perfis do mesmo agente “α”, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

- 7.3. Portanto, a quantidade de autocontratação para fins de repasse de energia incentivada deve ser limitada no recurso disponível das usinas que entraram em operação comercial após 1º de janeiro de 2016 e lastreiam tal contrato, conforme expressão:

$$CQ\_ERGEI_{e,j} = CQ\_ERGEI\_PRE_{e,j} * \min \left( 1; \frac{\sum_{p \in a} GFIS\_DT\_2016_{p,m}}{\sum_{j \in m} \sum_{EVA} CQ\_ERGEI\_PRE_{e,j}} \right)$$

Onde:

$CQ\_ERGEI_{e,j}$  é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_ERGEI\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Preliminar de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_DT\_2016_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST de Empreendimentos com Operação Comercial após 1º de janeiro de 2016, referente à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda do perfil de agente “a”

### 2.3.3. Apuração do Recurso de Energia Incentivada

8. O Recurso de Energia Incentivada é apurado por perfil de agente que participa da comercialização de energia incentivada, sendo composto pelo total de compra de energia incentivada e a garantia física para fins de desconto na TUSD/TUST do perfil de agente. Os perfis que participam da comercialização de energia incentivada são todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutores; e perfis de agente com o tipo de energia “incentivada”. Adicionalmente, é descontado eventual necessidade de restituição de lastro das usinas sem Garantia Física outorgada pelo MME que declararam lastro para venda para o primeiro ano de operação comercial, mas não performaram ao longo deste ano (vide seção “Anexo”), conforme expressão:

Para todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutores; e perfis de agente com o tipo de energia "incentivada"

$$\begin{aligned} \text{RECURSO\_EI}_{a,m} &= \max(0; \text{TCC\_EI}_{a,m} + \text{GFIS\_DT\_PERF}_{a,m} - \text{REST\_GFIS\_EI}_{a,m} \\ &+ \text{ADDCL\_DC}_{a,m}) \end{aligned}$$

Onde:

RECURSO\_EI<sub>a,m</sub> é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

TCC\_EI<sub>a,m</sub> é o Total de Contratos de Compra de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

GFIS\_DT\_PERF<sub>a,m</sub> é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST do Perfil de Agente "a" no mês de apuração "m"

REST\_GFIS\_EI<sub>a,m</sub> é a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"

ADDCL\_DC<sub>a,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Lastro, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

- 8.1. O Total de Contratos de Compra de Energia Incentivada é apurado pela soma das quantidades dos contratos de energia de incentivada de compra registrados no perfil de agente apurado, com exceção dos utilizados para a recomposição de lastro de agentes que possuam usinas em atraso comprometidas com CCEARs e os de repasse de geração de autoprodução que são lastreados por usinas incentivadas que entraram em operação comercial antes de 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

Se o perfil do agente possui o tipo de de energia incentivada especial, autoprodutor especial ou consumidor especial:

$$\text{TCC\_EI}_{a,m} = \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in \text{ECA} \\ e \in \text{ECIE} \\ e \in \text{CCEAL} \\ e \notin \text{ERGEI} \\ e \notin \text{RECOMP}}} \text{CQ}_{e,j} \right) + \left( \sum_{j \in m} \sum_{e \in \text{ECA}} \text{CQ\_ERGEI}_{e,j} \right)$$

Se o perfil do agente possui o tipo de energia incentivada não especial, autoprodutor ou consumidor livre:

$$TCC\_EI_{a,m} = \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in ECI \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI \\ e \notin RECOMP}} CQ_{e,j} \right) + \left( \sum_{j \in m} \sum_{e \in ECA} CQ\_ERGEI_{e,j} \right)$$

Onde:

$TCC\_EI_{a,m}$  é o Total de Contratos de Compra de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_ERGEI_{e,j}$  é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente “a”

“ECIE” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial

“ECI” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial e de energia incentivada não especial

“CCEAL” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos bilaterais do Ambiente de Contração Livre (ACL)

“ERGEI” é o conjunto de contratos “e” entre perfis do mesmo agente “a”, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

“RECOMP” é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

### Importante:

A compra de contratos provenientes de perfis onde as cargas do **Agente Varejista** estão modeladas será considerado como recurso de energia incentivado para o agente comprador e requisito de energia incentivada para o perfil de agente varejista. O desconto associado a tal contrato será o resultante da matriz de desconto do perfil do agente varejista

Não é permitido aos agentes da classe consumidores especiais a aquisição de energia incentivada oriunda de empreendimento de geração enquadrado como Incentivado Não Especial. Desta forma, não deve haver registro de Contratos de Comercialização de Energia Incentivada Não Especial para estes agentes.

8.2. O Total de Garantia Física para fins de Desconto na TUSD/TUST do Perfil de Agente é a soma desse parâmetro de todas as usinas modelada no perfil de agente, conforme expressão:

$$GFIS\_DT\_PERF_{a,m} = \left( \sum_{p \in a} GFIS\_DT_{p,m} \right)$$

Onde:

$GFIS\_DT\_PERF_{a,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST do Perfil de Agente “a” no mês de apuração “m”

$GFIS\_DT_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

#### 2.3.4. Apuração do Requisito de Energia Incentivada

9. Os requisitos de energia incentivada são apurados para os perfis de agentes que participam da comercialização de energia incentivada, que possuam valores de recurso de energia incentivada no mês, e correspondem aos contratos de venda incentivados realizados pelo perfil de agente e/ou consumo proveniente de cargas modeladas no perfil em questão, acrescido, para os agentes com usinas sem Garantia Física outorgada pelo MME que declararam lastro para venda para o primeiro ano de operação comercial, do saldo acumulado de energia incentivada decorrente de tal declaração para o primeiro ano de operação comercial (vide seção “Anexo”), conforme expressão:

*Para todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutor, e perfis de agente com o tipo de energia “incentivada”,*

$$REQUISITO\_EI_{a,m} = TCV\_EI_{a,m} + TRC\_EI_{a,m} + SALDO\_ACODEC_{a,m} + ADDCR\_DC_{a,m}$$

Onde:

$REQUISITO\_EI_{a,m}$  é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$TCV\_EI_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$TRC\_EI_{a,m}$  é o Consumo Total para Apuração do Desconto na TUSD/TUST do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$SALDO\_ACODEC_{a,m}$  é o Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$ADDCR\_DC_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Requisito, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

- 9.1. O Total de Contratos de Venda de Energia Incentivada é apurado pela soma das quantidades dos CCEALs de energia de incentivada de venda registrados pelo perfil de agente apurado, com exceção dos contratos de repasse de geração de autoprodução que são lastreados por usinas incentivadas que entraram em operação comercial anteriormente a 1º de janeiro de 2016, conforme expressão:

*Para todos os perfis de agente da classe de consumidores livres e especiais, ou autoprodutor, e perfis de agente com o tipo de energia “incentivado”, exceto*

$$TCV\_EI_{a,m} = \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECI \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI}} CQ_{e,j} \right) + \left( \sum_{j \in m} \sum_{e \in EVA} CQ\_ERGEI_{e,j} \right)$$

Onde:

$TCV\_EI_{a,m}$  é o Total de Contratos de Venda de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_ERGEI_{e,j}$  é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda do perfil de agente “a”

“ECI” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada especial e de energia incentivada não especial

“ERGEI” é o conjunto de contratos “e” entre perfis do mesmo agente “a”, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

“CCEAL” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos bilaterais do Ambiente de Contração Livre (ACL)

- 9.2. O Consumo Total para Apuração do Desconto na TUSD/TUST é a soma do consumo das cargas modelas no perfil de agente apurado, descontado dos contratos do Proinfa atribuídos a tais cargas, conforme expressão:

$$TRC\_EI_{a,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} \left( \left( \sum_s TRC_{a,s,j} \right) - \left( \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in ECPFA}} CQ_{e,j} \right) \right) \right)$$

Onde:

$TRC\_EI_{a,m}$  é o Consumo Total para Apuração do Desconto na TUSD/TUST do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de Comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente “a”

“ECPFA” é o conjunto de contratos do Proinfa

### 2.3.5. Dados de Entrada para Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Lastro</b>		
<b>ADDCL_DC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Lastro para Apuração do Desconto do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Requisito</b>		
<b>ADDCR_DC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Requisito para Apuração do Desconto do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST</b>		
<b>GFIS_DT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Recurso proveniente de Saldo a ser retirado para fins de Desconto</b>		
<b>REC_SALDO_RDESC<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente "a", no mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição "mr"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição</b>		
<b>REST_GFIS_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Anexo - Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda</b>		
<b>SALDO_ACODEC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Anexo - Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e Período de Comercialização "j"
	Unidade	MWh

Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.6. Dados de Saída para Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada

	<b>Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada</b>	
CQ_ERGEI <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Recurso de Energia Incentivada</b>	
RECURSO_EI <sub>a,m</sub>	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Desconto Final para aplicação à TUSD/TUST do agente</b>	
REQUISITO_EI <sub>a,m</sub>	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.4. Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores

#### Objetivo

Determinar a utilização dos saldos de energia incentivada, formados nos meses anteriores através das sobras de recursos incentivados, válidos por 11 meses.

#### Contexto:

Nesta etapa, detalha-se a disponibilidade, utilização e atualização de saldo de energia incentivada, para a cobertura de déficit no mês de apuração, a ser considerado posteriormente na matriz de comercialização de energia incentivada. O cálculo dos saldos formados nos meses anteriores é efetuado conforme descrito na seção Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros.

A Figura 10 identifica a etapa de Utilização dos Saldos de Energia no módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”.

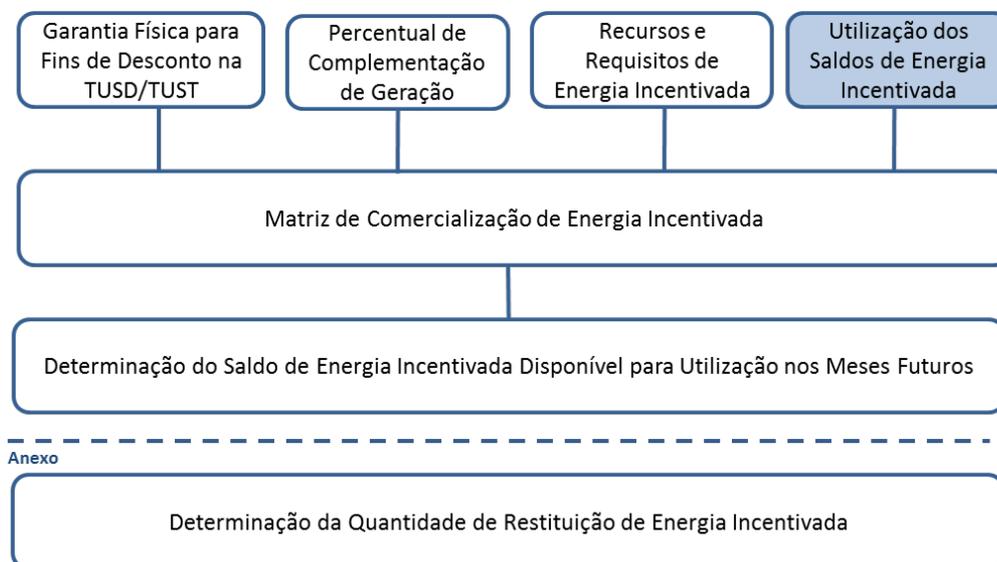


Figura 10: Esquema Geral do Módulo “Cálculo do de Descontos Aplicado à TUSD/TUST”

#### 2.4.1. Verificação de Déficit de Recurso Incentivado e Saldos Incentivados Disponíveis

10. Os saldos de recursos incentivados serão utilizados quando houver déficit de energia incentivada no mês de apuração, e houver recurso de energia incentivada caracterizando a comercialização de energia incentivada, calculado conforme expressão abaixo:

$$DEFICIT\_EI_{a,m} = \max(0; REQUISITO\_EI_{a,m} - RECURSO\_EI_{a,m})$$

Onde:

DEFICIT\_EI<sub>a,m</sub> é o Déficit de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

REQUISITO\_EI<sub>a,m</sub> é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

RECURSO\_EI<sub>a,m</sub> é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

11. Os saldos de energia incentivada disponíveis atualizados para a utilização no mês de apuração são calculados verificando, nos 11 meses anteriores ao mês de apuração, os saldos formados (recurso subtraído do requisito), descontados da parcela do saldo formado que não possui desconto associado, e do saldo do mês de referência utilizado para suprir déficits em outros meses, conforme expressão:

$$SALDO\_DISP\_A_{a,m,mr} = \max(0; RECURSO\_EI_{a,m,mr} - REQUISITO\_EI_{a,m,mr} - SALDO\_DISP\_CONV_{a,m,mr} - SALDO\_UTIL\_ANT_{a,m,mr} - REC\_SALDO\_RDESC_{a,m,mr} + ADDCS\_DC_{a,m,mr})$$

Onde:

$SALDO\_DISP\_A_{a,m,mr}$  é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$RECURSO\_EI_{a,m,mr}$  é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$REQUISITO\_EI_{a,m,mr}$  é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$SALDO\_DISP\_CONV_{a,m,mr}$  é o Saldo sem Desconto Associado do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr” (Vide linha de comando 20)

$SALDO\_UTIL\_ANT_{a,m,mr}$  é Total dos Saldos de Energia Incentivada Utilizados nos Meses Anteriores ao de Apuração, do perfil de agente “a”, do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$REC\_SALDO\_RDESC_{a,m,mr}$  é o Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$ADDCS\_DC_{a,m,mr}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

- 11.1. Os totais dos saldos de energia incentivada já utilizados nos meses anteriores ao de apuração são calculados conforme expressão a seguir:

$$SALDO\_UTIL\_ANT_{a,m,mr} = \sum_{mrus} SALDO\_UTIL_{a,m,mr,mrus}$$

Onde:

$SALDO\_UTIL\_ANT_{a,m,mr}$  é Total dos Saldos de Energia Incentivada Utilizados nos Meses Anteriores ao de Apuração, do perfil de agente “a”, do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$SALDO\_UTIL_{a,m,mr,mrus}$  é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente “a”, do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr” que foram utilizados nos meses “mrus”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

“mrus” representa o mês em que o saldo foi utilizado para cada mês de referência de formação de saldo “mr”, compreendendo o intervalo de meses de “mr+1” a “m-1”. Para “mr = m-1”, não há “mrus”

➤ **EXEMPLO**

Meses de contabilização anteriores ao mês de contabilização atual que utilizaram o saldo de abril/2014

Meses contabilizados em que o saldo foi utilizado

Mês em que o saldo foi formado

M	MR	SALDO_UTIL
mai/14	abr/14	100
jun/14	abr/14	200
jul/14	abr/14	300
ago/14	abr/14	50
set/14	abr/14	150
out/14	abr/14	100
nov/14	abr/14	0
dez/14	abr/14	0

Mês de contabilização atual: janeiro/2015

Mês em que o saldo foi formado

Mês de contabilização

Meses contabilizados em que o saldo foi utilizado

M	MR	MRUS	SALDO_UTIL
jan/15	abr/14	mai/14	100
jan/15	abr/14	jun/14	200
jan/15	abr/14	jul/14	300
jan/15	abr/14	ago/14	50
jan/15	abr/14	set/14	150
jan/15	abr/14	out/14	100
jan/15	abr/14	nov/14	0
jan/15	abr/14	dez/14	0

Total do saldo de abril/2014 já utilizado por meses anteriores ao de janeiro/2015

$$\sum_{mrus} SALDO\_UTIL_{a,m,mr,mrus}$$

M	MR	Soma SALDO_UTIL
jan/15	abr/14	900

Figura 31 - Exemplo: Disposição dos meses de referência para a formação do SALD\_DISP\_A

12. Ao determinar os saldos incentivados disponíveis, dentro da janela de apuração, é necessário também apurar quais são os percentuais de desconto associado aos saldos, de acordo com a seguinte expressão:

$$PERC\_DESC\_SALDO\_A_{a,m,mr} = PERC\_DESC\_SALDO_{a,m,mr} + ADDCP\_DC_{a,m,mr}$$

Onde

$PERC\_DESC\_SALDO\_A_{a,m,mr}$  é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado Atualizado do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$PERC\_DESC\_SALDO_{a,m,mr}$  é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

$ADDCP\_DC_{a,m,mr}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como percentual, para Apuração do Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m" referente ao mês de referência de formação de saldo "mr"

"mr" representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de "m-11" a "m-1"

### 2.4.2. Utilização e Atualização dos Saldos Incentivados Disponíveis

13. O déficit de energia incentivada será abatido prioritariamente utilizando os saldos de energia incentivada dos meses mais antigos dentro da janela de apuração, conforme descrito nas equações a seguir:

*Se o mês de referência de formação de saldo “mr”, corresponder ao “m-11”, então:*

$$DEFICIT\_ABAT_{a,m,mr} = DEFICIT\_EI_{a,m}$$

*Caso contrário:*

$$DEFICIT\_ABAT_{a,m,mr} = DEFICIT\_ABAT_{a,m,mr-1} - SALDO\_UTIL_{a,m,mr-1}$$

Onde:

$DEFICIT\_ABAT_{a,m,mr}$  é o Déficit de Energia Incentivada a Ser Abatido do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$DEFICIT\_EI_{a,m}$  é o Déficit de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$SALDO\_UTIL_{a,m,mr}$  é o Saldo Utilizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr” (Vide Linha de Comando 11.1)

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

- 13.1. O Saldo de Energia Incentivada Utilizado, relativo a cada mês de referência de formação de saldo, é calculado com base no Saldo Disponível Atualizado limitado ao Déficit a Ser Abatido, conforme expressão abaixo:

$$SALDO\_UTIL_{a,m,mr} = \min(SALDO\_DISP\_A_{a,m,mr}; DEFICIT\_ABAT_{a,m,mr})$$

Onde:

$SALDO\_UTIL_{a,m,mr}$  é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$SALDO\_DISP\_A_{a,m,mr}$  é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$DEFICIT\_ABAT_{a,m,mr}$  é o Déficit de Energia Incentivada a Ser Abatido do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

### 2.4.3. Determinação do vetor de Saldo Incentivado

14. Abatidos os saldos mensais disponíveis, no limite do déficit, os saldos utilizados são relacionados com os respectivos percentuais de desconto para composição do vetor de disponibilidade de descontos na matriz de comercialização de energia, conforme expressão abaixo:

$$VET\_SALDO\_UTIL_{a,m} = \sum_{mr \in 11M} (SALDO\_UTIL_{a,m,mr} * PERC\_DESC\_SALDO\_A_{a,m,mr})$$

Onde:

VET\_SALDO\_UTIL<sub>a,m</sub> é o Vetor do Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

SALDO\_UTIL<sub>a,m,mr</sub> é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

PERC\_DESC\_SALDO\_A<sub>a,m,mr</sub> é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado Atualizado do perfil de agente “a” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

11M é o conjunto de 11 meses que antecedem o mês de apuração “m” (“m-11” a “m-1”).

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

#### 2.4.4. Dados de Entrada para Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Lastro</b>	
<b>ADDCL_DC<sub>a,m</sub></b>	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Lastro para Apuração do Desconto do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Requisito</b>	
<b>ADDCR_DC<sub>a,m</sub></b>	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Requisito para Apuração do Desconto do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como percentual para Apuração do Desconto</b>		
<b>ADDCP_DC<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como percentual, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado</b>		
<b>PERC_DESC_SALDO<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Desconto associado ao Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto</b>		
<b>REC_SALDO_RDESC<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Recurso de Energia Incentivada</b>		
<b>RECURSO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Requisito de Energia Incentivada</b>		
<b>REQUISITO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Saldo sem Desconto Associado</b>		
<b>SALDO_DISP_CONV<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Saldo Incentivado Disponível para a utilização no horizonte de onze meses do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas</b>		
<b>ADDCS_DC<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### 2.4.5. Dados de Saída para Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores

<b>Vetor do Saldo Incentivado Utilizado</b>		
<b>VET_SALDO_UTIL<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Vetor do Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Saldo de Energia Incentivada Utilizado</b>		
<b>SALDO_UTIL<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Saldo Disponível Atualizado</b>		
<b>SALDO_DISP_A<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Saldo de Energia Incentivada Disponível Atualizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.5. Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

### Objetivo:

Determinar o percentual de desconto final a ser aplicado à TUSD ou TUST dos agentes participantes da comercialização de energia incentivada.

### Contexto:

Nesta etapa, detalha-se a construção da matriz de comercialização de energia incentivada a ser utilizada na solução matemática matricial para cálculo do percentual de desconto na TUSD/TUST.

A Figura 12 relaciona esta etapa de determinação do percentual de desconto a ser aplicado à TUSD ou TUST em relação ao módulo completo:

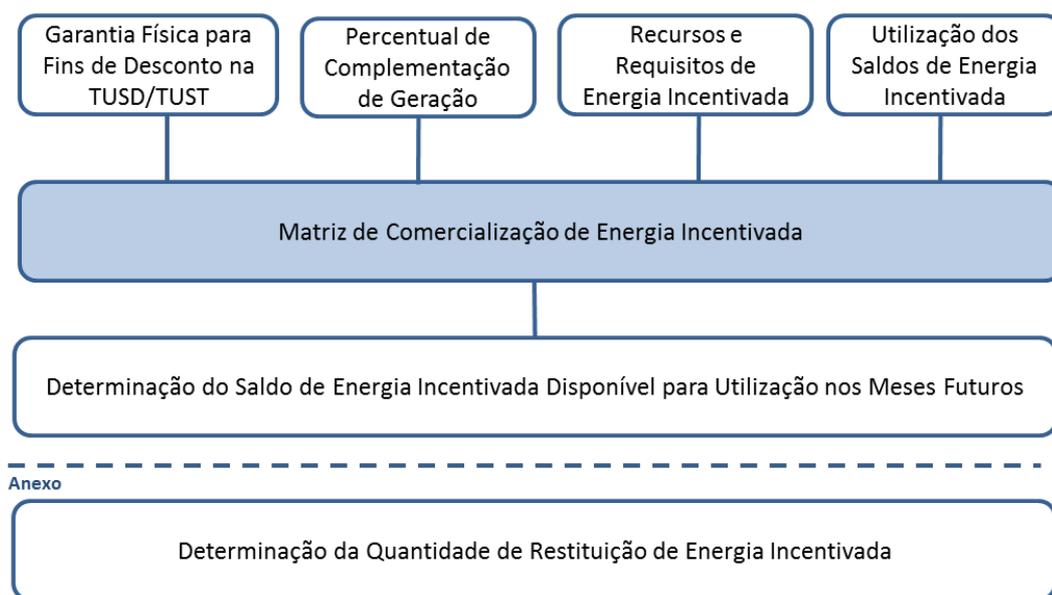


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”

### 2.5.1. Determinação da Participação na Matriz de Comercialização

15. O valor da diagonal principal da matriz de comercialização de energia é determinado pelo maior valor entre o Recurso e o Requisito Incentivado, conforme expressão que segue:

$$DP\_MCEI_{a,m} = \max(RECURSO\_EI_{a,m} ; REQUISITO\_EI_{a,m})$$

Onde:

$DP\_MCEI_{a,m}$  é o Valor da Diagonal Principal da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$REQUISITO\_EI_{a,m}$  é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$RECURSO\_EI_{a,m}$  é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

16. Para os agentes que atuam na comercialização de energia incentivada, é determinado o sinalizador de participação na comercialização de energia incentivada para cada mês de cálculo do desconto a ser aplicado a TUSD/TUST, de acordo com as seguintes regras:

Se

$$DP\_MCEI_{a,m} > 0$$

Então:

$$PCEI_{a,m} = 1$$

Caso Contrário

$$PCEI_{a,m} = 0$$

Onde:

$PCEI_{a,m}$  é o Sinalizador de Participação na Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$DP\_MCEI_{a,m}$  é o Valor da Diagonal Principal da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

## 2.5.2. Cálculo do Desconto Final do Agente

17. Para os agentes participantes da comercialização de energia incentivada, o desconto final a ser aplicado à TUSD/TUST é determinado mensalmente utilizando-se a solução de sistema de equações lineares, via abordagem matricial, da seguinte forma:

$$A * D = B \therefore \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1j} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2j} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{i1} & a_{i2} & \dots & a_{im} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ \dots \\ d_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \dots \\ b_i \end{pmatrix} \therefore D = A^{-1} * B$$

Onde:

“A” representa a Matriz de Comercialização de Energias Incentivadas

“D” representa o Vetor de Descontos Finais

“B” representa o Vetor de Disponibilidade de Descontos

“A-1” representa a matriz inversa de “A”

“i” representa uma linha da Matriz “A” e dos Vetores “D” e “B”, e corresponde ao perfil de agente “a” para o qual  $PCEI_{a,m} = 1$

“j” representa uma coluna da Matriz “A”, e corresponde ao perfil de agente “a” para o qual  $PCEI_{a,m} = 1$

“ $a_{ij}$ ” representa um elemento da Matriz de Comercialização de Energias Incentivadas para o perfil de agente “a” para o qual  $PCEI_{a,m} = 1$

“n” representa o total de perfis de agentes envolvidos na comercialização de Energia Incentivada, para os quais  $PCEI_{a,m} = 1$

$PCEI_{a,m}$  é o Sinalizador de Participação na Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

- 17.1. Para a composição da matriz de comercialização de energia incentivada, o valor de cada um dos seus elementos é determinado de acordo com a expressão que segue:

*Se  $i = j$*

*Então*

$$a_{ij} = DP\_MCEI_{a,m}$$

*Caso Contrário*

$$a_{ij} = (-1) * \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECI \\ e \in ECIJ \\ e \in CCEAL \\ e \notin ERGEI \\ e \notin RECOMP}} CQ_{e,j} + \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in ECI \\ e \in ECIJ}} CQ_{ERGEI_{e,j}} + ADDC\_CCEI\_DC_{ij,m} \right)$$

Onde:

DP\_MCEI<sub>a,m</sub> é o Valor da Diagonal Principal da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

CQ\_ERGEI<sub>e,j</sub> é a Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

ADDC\_CCEI\_DC<sub>i,j,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, relativo aos Contratos de Comercialização de Energia Incentivada, compra ou venda, para Apuração do Desconto, onde o perfil de agente “a”, correspondente a linha “i”, é a parte compradora, e o perfil de agente “a”, correspondente à coluna “j”, é a parte vendedora, no mês de apuração “m”

“ECI” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada

“ECIJ” é o conjunto de contratos onde o perfil de agente “a”, correspondente a linha “i”, é a parte compradora, e o perfil de agente “a”, correspondente à coluna “j”, é a parte vendedora

“CCEAL” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos bilaterais do Ambiente de Contração Livre (ACL)

“ERGEI” é o conjunto de contratos “e” entre perfis do mesmo agente “α”, onde o perfil comprador possui ao menos um ativo de consumo e o perfil vendedor possui ao menos um ativo de geração, exceto o Comercializador Varejista

“RECOMP” é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

17.2. Para composição do vetor de disponibilidade de descontos, o valor de cada um dos seus elementos é determinado de acordo com a expressão que segue:

$$b_i = \sum_{p \in a} \left( DESC\_AJU_{p,m} * (GFIS\_DT_{p,m} - REST\_GFIS\_EI\_USI_{p,m}) \right) + VET\_SALDO\_UTIL_{a,m} + ADDC\_GF\_DC_{a,m}$$

Onde:

“b<sub>i</sub>” é o elemento do vetor de disponibilidade de desconto correspondente a linha “i”

DESC\_AJU<sub>p,m</sub> é o Desconto Ajustado da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

GFIS\_DT<sub>p,m</sub> é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

REST\_GFIS\_EI\_USI<sub>p,m</sub> é a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

VET\_SALDO\_UTIL<sub>a,m</sub> é o Vetor de Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

ADDC\_GF\_DC<sub>a,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Garantia Física, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a”, correspondente a linha “i”, no mês de apuração “m”.

18. “a” Para o agente participante da matriz de comercialização de energia incentivada, o desconto mensal final para aplicação à TUSD/TUST é determinado conforme segue:

18.1. O valor do desconto preliminar a ser aplicado à TUSD/TUST é obtido através da solução de equação matricial ( $D = A^{-1} * B$ ). Portanto, cada elemento do Vetor de Desconto D, “d<sub>i</sub>”, corresponde ao Desconto Final do agente que ocupa a linha, “i”, conforme segue:

18.1.1. Para o agente participante da comercialização de energia incentivada no mês de apuração, o desconto final será idêntico ao desconto preliminar. No caso do perfil de agente possuir cargas parcialmente livres modeladas, o desconto final será o resultado da matriz de comercialização ponderado pela proporção da carga livre em relação a carga total vinculadas a este perfil de agente, uma vez que a energia incentivada apenas aplica-se a contratação do Ambiente de Comercialização Livre (ACL), conforme segue:

*Se  $PCEI_{a,m} = 1$ , então*

*Caso o agente possuir Cargas Parcialmente Livre atendidas por Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER:*

$$DESC\_CCEI_{a,m} = d_i * \left( \frac{\left( \sum_{j \in m} TRC_{a,s,j} \right)}{\left( \sum_{c \in a} RC_{c,j} \right)} \right)$$

*Caso contrário:*

$$DESC\_CCEI_{a,m} = d_i$$

Onde:

PCEI<sub>a,m</sub> é o Sinalizador de Participação na Comercialização de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

DESC\_CCEI<sub>a,m</sub> é o Desconto Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

d<sub>i</sub> é o elemento do vetor de desconto correspondente a linha “i”.

TRC<sub>a,s,j</sub> é o Consumo Total do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

RC<sub>c,j</sub> é o Consumo Reconciliado da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

19. Por fim, o Desconto a ser aplicado na TUSD/TUST para os ativos de consumo será o desconto final resultante da matriz de comercialização associado ao perfil em que tais ativos de consumo estejam modelados:

$$DESC\_TUSDT\_C_{c,m} = DESC\_CCEI_{a,m}$$

Onde:

DESC\_TUSDT\_C<sub>c,m</sub> é o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Consumidores, relativo à parcela de carga “c” no mês de apuração “m”

DESC\_CCEI<sub>a,m</sub> é o Desconto Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

20. Já para os ativos de geração, o desconto a ser efetivamente aplicado à TUSD/TUST relacionado a cada usina corresponde ao valor do desconto definido em ato regulatório, exceto quando for identificada ultrapassagem da potência injetada (conforme o caso de cada usina), tornando-se zero o desconto efetivamente aplicado a TUSD/TUST. Para as usinas de fonte à biomassa autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016 ou que resultem de leilão de compra de energia realizado anteriormente a 1º de janeiro de 2016 e que possuem o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) menor ou igual a 50MW, ou hidráulicas com potência instalada menor ou igual a 50MW será aplicado ainda um fator de redução proporcional do MUSD/MUST contratado e/ou injetado que está acima de 30M-W com intuito de aplicar a limitação prevista na Lei nº 13.299.

20.1. Para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data, o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Geradores, será calculado conforme a seguinte expressão:

$$\text{Se } F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$$

$$DESC\_TUSDT\_G_{p,m} = PERC\_DESC\_CAL_{p,m} * F\_AMP\_P_{p,m} + ADDC\_DT\_G_{p,m}$$

*Caso Contrário*

$$DESC\_TUSDT\_G_{p,m} = 0$$

Onde:

DESC\_TUSDT\_G<sub>p,m</sub> é o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

F\_PEN\_TUSD<sub>p,m</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

PERC\_DESC\_CAL<sub>p,m</sub> Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, no mês “m”

F\_AMP\_P<sub>p,m</sub> é o Fator de Ampliação proveniente de LEN, LFA ou LER, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, da usina “p”, no mês “m”

ADDC\_DT\_G<sub>p,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

20.1.1. O Fator de Ampliação para as usinas com Potência Injetada acima de 30 MW, consiste na proporção do limite de 30 MW, somado ao valor de MUSDT relativo à parcela de Garantia

Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, em relação ao maior valor entre o MUSDT/MUST contratado e o Valor Máximo de Geração Não Ajustada do mês.

*Caso a usina ampliada tenha a potência Injetada acima de 30 MW:*

$$F\_AMP\_P_{p,m} = \min \left( 1 ; \frac{30 + MUSDT\_ACR_{p,m}}{\max(MUSDT_{p,m} ; MAX\_MED\_G_{p,m})} \right)$$

*Caso Contrário:*

$$F\_AMP\_P_{p,m} = 1$$

Onde:

$F\_AMP\_P_{p,m}$  é o Fator de Ampliação proveniente de LEN, LFA ou LER, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, da usina “p”, no mês “m”

$MUSDT_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) Contratado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MUSDT\_ACR_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MAX\_MED\_G_{p,m}$  é o Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “m”

20.2. Para as usinas que não apresentem ampliação, o valor do Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores será calculado conforme expressão:

$$\text{Se } F\_PEN\_TUSD_{p,m} = 0$$

$$DESC\_TUSDT\_G_{p,m} = PERC\_DESC\_CAL_{p,m} * F\_MUSDT\_30_{p,m} + ADDC\_DT\_G_{p,m}$$

*Caso contrário:*

$$DESC\_TUSDT\_G_{p,m} = 0$$

Onde:

$DESC\_TUSDT\_G_{p,m}$  é o Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição, relativo à parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F\_PEN\_TUSD_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$PERC\_DESC\_CAL_{p,m}$  Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, no mês “m”

$F\_MUSDT\_30_{p,m}$  é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em Função do MUSDT/MUST contratado acima de 30 MW da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

ADDC\_DT\_Gp,m é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 20.2.1. O cálculo do fator de redução proporcional do MUSDT/MUST contratado e/ou injetado que está acima de 30 MW consiste na proporção do limite de 30 MW, que dá direito ao desconto integral, em relação ao maior valor entre o MUSDT/MUST contratado e o Valor Máximo de Geração Não Ajustada do mês. Este cálculo não é realizado para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016.

*Para as parcelas de usina “p” de fonte à biomassa autorizadas anteriormente a 1º de janeiro de 2016 ou hidráulicas, que possuam o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) até 50 MW:*

$$F_{MUSDT\_30_{p,m}} = \min \left( 1 ; \frac{30}{\max \left( MUSDT_{p,m} ; \frac{MAX\_MED\_G_{p,m}}{SPD_m} \right)} \right)$$

*Caso Contrário:*

$$F_{MUSDT\_30_{p,m}} = 1$$

Onde:

$F_{MUSDT\_30_{p,m}}$  é o Fator de Redução de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST em Função do MUSDT/MUST contratado acima de 30 MW da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MUSDT_{p,m}$  é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) Contratado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MAX\_MED\_G_{p,m}$  é o Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “m”

“ $SPD_m$ ” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado considerado para o mês corresponderá ao montante cadastrado no primeiro período de comercialização do respectivo mês. Desse modo, qualquer alteração efetuada durante o mês terá eficácia a partir do início do mês seguinte à sua alteração.

- 20.2.2. O Percentual do Desconto Calculado para as usinas que tiveram ampliação provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva, realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data e que possuam dois descontos diferentes concedidos através de ato autorizativo e cuja maior Potência Injetada do mês ultrapasse 300MW:

$$PERC\_DESC\_CAL_{p,m} = \frac{30 * PERC\_DESC_p + MUSDT\_ACR_{p,m} * PERC\_DESC\_AMP_p}{30 + MUSDT\_ACR_{p,m}}$$

Onde:

PERC\_DESC\_CAL<sub>p,m</sub> Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, no mês “m”

MUSDT\_ACR<sub>p,m</sub> é o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) relativo à parcela de Garantia Física comprometida com contratos regulados, provenientes dos leilões das respectivas ampliações, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

PERC\_DESC<sub>p</sub> Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

PERC\_DESC\_AMP<sub>p</sub> Percentual de Desconto da Ampliação da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

20.3. O Percentual de Desconto Calculado para as demais usinas incentivadas:

$$PERC\_DESC\_CAL_{p,m} = PERC\_DESC_p$$

Onde:

PERC\_DESC\_CAL<sub>p,m</sub> Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, no mês “m”

PERC\_DESC<sub>p</sub> Percentual de Desconto Calculado da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo

### 2.5.3. Dados de Entrada da Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para os CCEI</b>	
<b>ADDC_CCEI_DC<sub>ij,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas relativo aos contratos de comercialização de energia incentivada, compra ou venda, para apuração do desconto, onde o perfil de agente “a”, correspondente a linha “i”, é a parte compradora, e o perfil de agente “a”, correspondente à coluna “j”, é a parte vendedora, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>
<b>ADDC_GF_DC<sub>a,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas para Garantia Física</b>

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas considerado como Garantia Física para Apuração do Desconto do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”</p> <p>MWh</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>	
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Quantidade Modulada do Contrato “e” por período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>Contratos</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada</b>	
<b>CQ_ERGEI<sub>e,j</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Quantidade de Autocontratação para fins de Repasse de Energia Incentivada do contrato “e”, no período de comercialização “j”</p> <p>MWh</p> <p>Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação dos Recursos e Requisitos de Energia Incentivada)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Desconto Ajustado da Usina</b>	
<b>DESC_AJU<sub>p,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Desconto Ajustado da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p>n.a.</p> <p>Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação do Percentual de Complementação da Geração)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST</b>	
<b>F_PEN_TUSD<sub>p,m</sub></b>	<p>Descrição</p>	<p>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p>

	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites de Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST</b>		
<b>GFIS_DT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Desconto</b>		
<b>ADDC_DT_G<sub>p,m</sub></b>	Descrição	É o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
<b>Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da Usina</b>		
<b>MAX_MED_G<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Valor Máximo Mensal de Medição de Geração Não Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “m”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Determinação da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>MUSDT<sub>p,m</sub></b>	<b>Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado</b>	

	Descrição	Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD) contratado, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Agente
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Percentual de Desconto da Usina</b>	
PERC_DESC <sub>p</sub>	Descrição	Percentual de Desconto da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Percentual de Desconto da Ampliação da Usina</b>	
PERC_DESC_AMP <sub>p</sub>	Descrição	Percentual de Desconto da Ampliação da parcela de usina “p” a ser aplicado na TUSD/TUST, concedido através de ato autorizativo
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Consumo Reconciliado da Carga</b>	
RC <sub>c,j</sub>	Descrição	Consumo de energia ajustado de uma parcela de carga “c” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Recurso de Energia Incentivada</b>	
RECURSO_EI <sub>a,m</sub>	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST

		(Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física</b>		
<b>REC_SALDO_GFIS_U</b> p,m,mr	Descrição	Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Reajuste da Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Requisito de Energia Incentivada</b>		
<b>REQUISITO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição por Usina</b>		
<b>REST_GFIS_EI_USI<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Anexo - Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”</b>		
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

Unidade	Hora
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	0,5 ou 1

#### Consumo Total do Agente

TRC <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e Período de Comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Vetor do Saldo Incentivado Utilizado

VET_SALDO_UTIL <sub>a,m</sub>	Descrição	Vetor do Saldo Incentivado Utilizado associado ao Desconto do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.5.4. Dados de Saída da Composição da Matriz de Comercialização de Energia Incentivada

DESC_CCEI <sub>a,m</sub>	<b>Desconto Final para aplicação à TUSD/TUST do agente</b>	
	Descrição	Desconto Final do agente "a", a ser aplicado à TUSD/TUST dos contratos de comercialização de energia incentivada firmados no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

DESC_TUSDT_C <sub>c,m</sub>	<b>Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Consumidores</b>	
	Descrição	Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de

		Consumidores, relativo à parcela de carga “c” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DESC_TUSDT_G<sub>p,m</sub></b>		
<b>Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Geradores</b>		
	Descrição	Desconto a ser Aplicado na Tarifa de Uso de Geradores dos Sistemas de Transmissão ou Distribuição de Geradores, à relativo parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.6. Determinação do Saldo de Energia Incentivada para Utilização nos Meses Futuros

### Objetivo:

Determinar o saldo de energia incentivada, baseado pelo percentual dos descontos associados aos perfis de comercialização, para que sejam utilizados nos meses futuros, caso haja déficit de recurso incentivado.

### Contexto:

Nesta etapa, será calculado o saldo de energia incentivada do mês contabilizado, através da sobra de recurso verificado no mês, para que possa ser utilizado nos onze meses seguintes para cobrir situações de déficits.

O saldo incentivado formado será atualizado proporcionalmente à variação do percentual de desconto degradado ou reprocessado, determinados pelo resultado do processamento da matriz de desconto, de forma a manter no saldo um montante de energia equivalente ao percentual de desconto integral. Em outras palavras, caso haja degradação, armazena-se no saldo para utilização em meses futuros apenas o montante correspondente ao desconto “limpo” associado ao perfil de comercialização, sendo então esse saldo apenas uma proporção reduzida da sobra verificada no mês. Da mesma forma, em caso de variações positivas do percentual do desconto, a quantidade do saldo é elevada em relação à sobra de energia incentivada, mantendo-se o percentual original.

A Figura 13 identifica a etapa de construção da matriz de comercialização de energia incentivada no módulo “Cálculo de Descontos TUSD/TUST”.

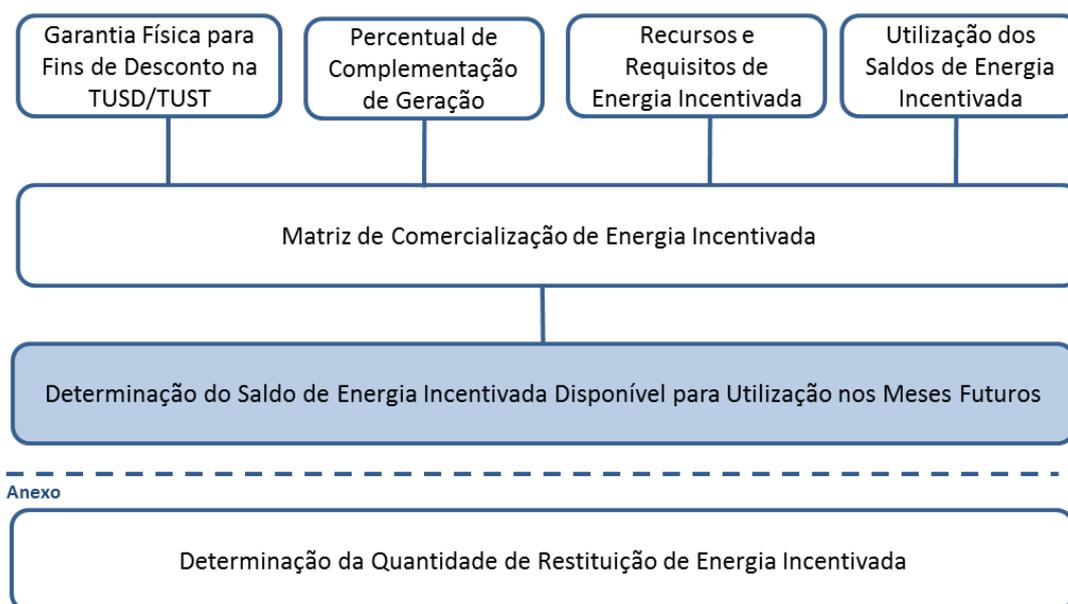


Figura 13 - Esquema Geral do Módulo “Cálculo do de Descontos Aplicado à TUSD/TUST”

### 2.6.1. Determinação da Quantidade de Saldo de Energia Incentivada Formada

21. A quantidade de saldo preliminar no mês é dada pela sobra de recurso incentivado, conforme expressão:

$$SALDO\_PRE\_DISP_{a,m} = \max(0 ; RECURSO\_EI_{a,m} - REQUISITO\_EI_{a,m})$$

Onde:

$SALDO\_PRE\_DISP_{a,m}$  é o Saldo Incentivado Preliminar Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$RECURSO\_EI_{a,m}$  é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$REQUISITO\_EI_{a,m}$  é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

## Representação Gráfica

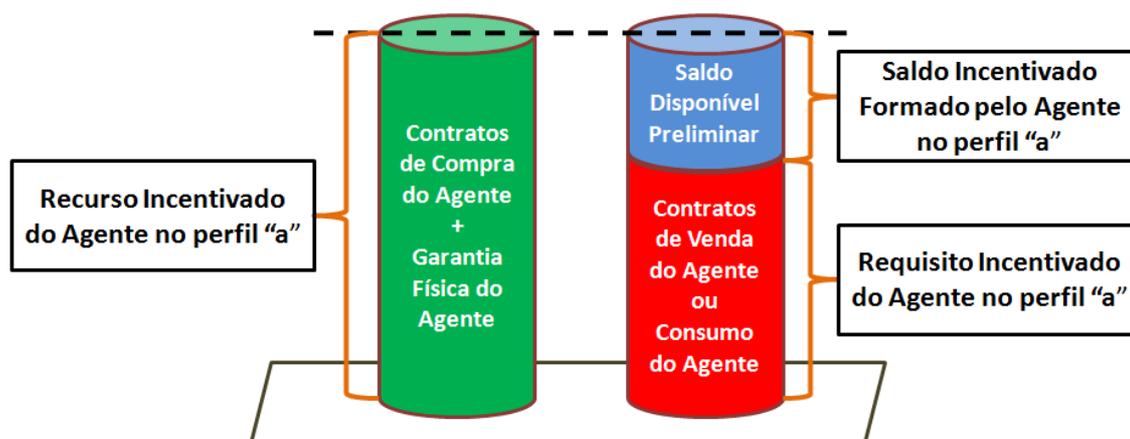


Figura 14 - Formação de Saldo Incentivado Preliminar do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

### 2.6.2. Definição do Percentual de Desconto Associado ao Saldo

22. Para ajustar o valor do percentual de desconto calculado pelo processamento da matriz, através da alteração proporcional da quantidade de saldo formado, deve-se definir primeiramente qual o percentual de desconto que servirá de base de correção.
- 22.1. Para os perfis de agentes com desconto predefinido, como os perfis de comercialização incentivados de comercializadores e produtores independentes, o percentual de desconto associado ao saldo incentivado será o percentual associado ao perfil de comercialização (50%, 80% ou 100%), desde que não haja registros de contratos de compra provenientes de perfis de vendedores incentivados com desconto associado diferente ao do perfil do comprador, conforme expressão abaixo:

$$PERC\_DESC\_SALDO_{a,m} = DESC\_ASSOC\_PERFIL_a$$

Onde:

$PERC\_DESC\_SALDO_{a,m}$  é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$DESC\_ASSOC\_PERFIL_a$  é o Percentual de Desconto Associado ao Perfil de Comercialização do perfil de agente "a"

- 22.2. Para os perfis de agentes que não possuem desconto predefinidos, como os perfis de agente varejista de consumo, de consumidor livre e especial, ou que possuam desconto predefinidos (50%, 80% ou 100%), porém obtiveram contratos de compra provenientes de perfis de vendedores incentivados com desconto associado diferente ao do perfil do comprador, o percentual de desconto associado ao saldo será o resultante da matriz de desconto, conforme expressão abaixo:

$$PERC\_DESC\_SALDO_{a,m} = DESC\_CCEI_{a,m} + ADDC\_DESC_{a,m}$$

Onde:

PERC\_DESC\_SALDO<sub>a,m</sub> é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil do agente comprador “a” no mês de apuração “m”

DESC\_CCEI<sub>a,m</sub> é o Desconto Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

ADDC\_DESC<sub>a,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Percentual de Desconto associado ao lastro adquirido do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

### **Importante:**

As ressalvas de registros de contratos entre perfis de agente com descontos associados distintos, presentes na Linha de Comando 22.1 e 22.2 serão verificadas por toda a cadeia de comercialização. Tais ressalvas também se aplicam para utilização de saldos passados para lastrear contratos vigentes.

Ademais, para as usinas que apresentem ampliações provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Reserva realizados a partir de 1º de janeiro de 2016, cujas autorizações sejam anteriores a esta data e que possuam dois descontos publicados, o Percentual de Desconto Associado ao Perfil de Comercialização será o primeiro valor de desconto publicado.

### **2.6.3. Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível**

23. Por fim, calcula-se o saldo resultante disponível para possível utilização nos onze meses futuros, referenciando os percentuais de desconto calculados pelo processamento da matriz ao desconto associado ao saldo. Desta forma, corrigem-se eventuais diferenças dos percentuais de desconto calculados, gerando saldo incentivado com o desconto original associado, ou seja, sem variações:

$$SALDO\_DISP_{a,m} = \frac{SALDO\_PRE\_DISP_{a,m} * DESC\_CCEI_{a,m}}{PERC\_DESC\_SALDO_{a,m}}$$

Onde:

SALDO\_DISP<sub>a,m</sub> é o Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

SALDO\_PRE\_DISP<sub>a,m</sub> é o Saldo Incentivado Preliminar Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

DESC\_CCEI<sub>a,m</sub> é o Desconto Final do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

PERC\_DESC\_SALDO<sub>a,m</sub> é o Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

24. Uma vez calculado o saldo disponível para a utilização nos onze meses futuros, é possível determinar a parcela do saldo sem desconto associado, dado pela diferença entre o saldo preliminar e o saldo disponível, conforme expressão a seguir:

$$SALDO\_DISP\_CONV_{a,m} = SALDO\_PRE\_DISP_{a,m} - SALDO\_DISP_{a,m}$$

Onde:

$SALDO\_DISP\_CONV_{a,m}$  é o Saldo sem Desconto Associado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$SALDO\_PRE\_DISP_{a,m}$  é o Saldo Incentivado Preliminar Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$SALDO\_DISP_{a,m}$  é o Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

**Importante:**

Apesar de haver possível alteração do saldo disponível devido ao percentual de desconto resultante da matriz ser diferente do percentual associado ao perfil ou o pretendido nos contratos de compra, o **lastro** de energia permanece inalterado.

Os valores positivos do  $SALDO\_DISP\_CONV$  representam a quantidade de energia sem desconto, a qual o agente pode utilizar como energia convencional, respeitando os critérios de Energia Especial e não Especial, descritos no módulo Penalidade de Energia, e a janela de apuração da penalidade

## Representação Gráfica

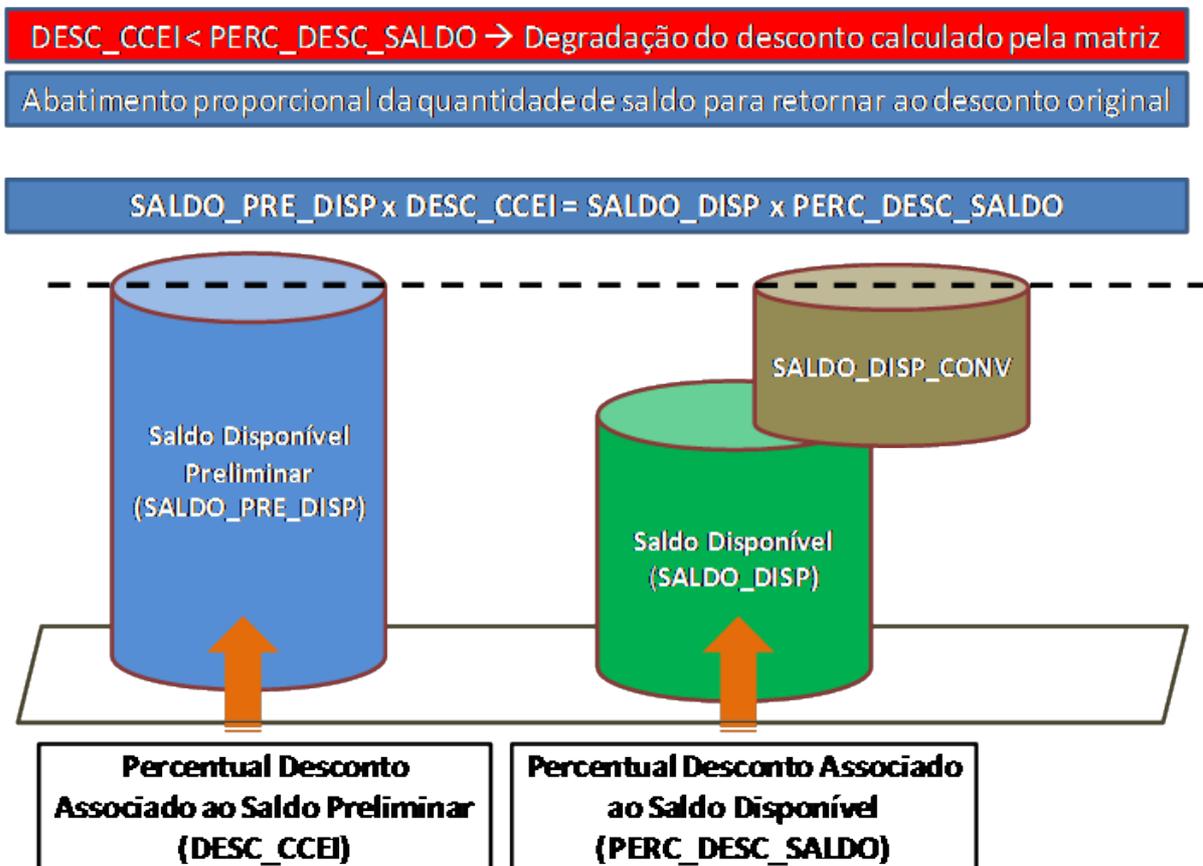


Figura 45 - Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para utilização nos onze meses futuros em situações de degradação do desconto original

### 2.6.4. Dados de Entrada para Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Percentual de Desconto Associado ao Lastro</b>	
<b>ADDC_DESC<sub>a,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Percentual de Desconto associado ao lastro adquirido do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>

<b>Recurso de Energia Incentivada</b>		
<b>RECURSO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldo de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Requisito de Energia Incentivada</b>		
<b>REQUISITO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Utilização dos Saldo de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Desconto Final para aplicação à TUSD/TUST do agente</b>		
<b>DESC_CCEI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Desconto Final do agente "a", a ser aplicado à TUSD/TUST dos contratos de comercialização de energia incentivada firmados no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Composição da matriz de comercialização de energia incentivada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual Original de Desconto</b>		
<b>DESC_ASSOC_PERFI<sub>L<sub>a</sub></sub></b>	Descrição	Percentual Original de Desconto associado aos perfis dos agentes vendedores do perfil de agente "a"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.6.5. Dados de Saída para Determinação do Saldo de Energia Incentivada Disponível para Utilização nos Meses Futuros

Percentual de Desconto Associado ao Saldo Incentivado		
PERC_DESC_SALDO <sub>a,m</sub>	Descrição	Percentual de Desconto associado ao Saldo Incentivado Disponível do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo Incentivado Disponível		
SALDO_DISP <sub>a,m</sub>	Descrição	Saldo Incentivado Disponível para a utilização no horizonte de onze meses do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Saldo sem Desconto Associado		
SALDO_DISP_CONV <sub>a,m</sub>	Descrição	Saldo sem Desconto Associado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 3. Anexo

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada

#### Objetivo:

Determinar da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada para usinas que declararam Lastro para Venda para o primeiro ano de Operação Comercial.

#### Contexto:

As usinas incentivadas, que iniciarem sua operação comercial, mas não possuem garantia física definida em ato regulatório, podem declarar um lastro para venda para o primeiro ano de operação comercial, limitado a potência máxima do empreendimento. O lastro para venda declarado compensará a falta de histórico de geração para fins da média móvel de lastro, sendo que, ao final do primeiro ano de operação comercial da usina, será verificada a diferença entre a efetiva geração da usina e o lastro para venda declarado.

Caso a quantidade de energia incentivada vendida no primeiro ano de operação comercial seja superior a geração verificada, o agente deverá restituir o montante correspondente a quantidade de energia incentivada vendida que excedeu à geração.

A Figura 16 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

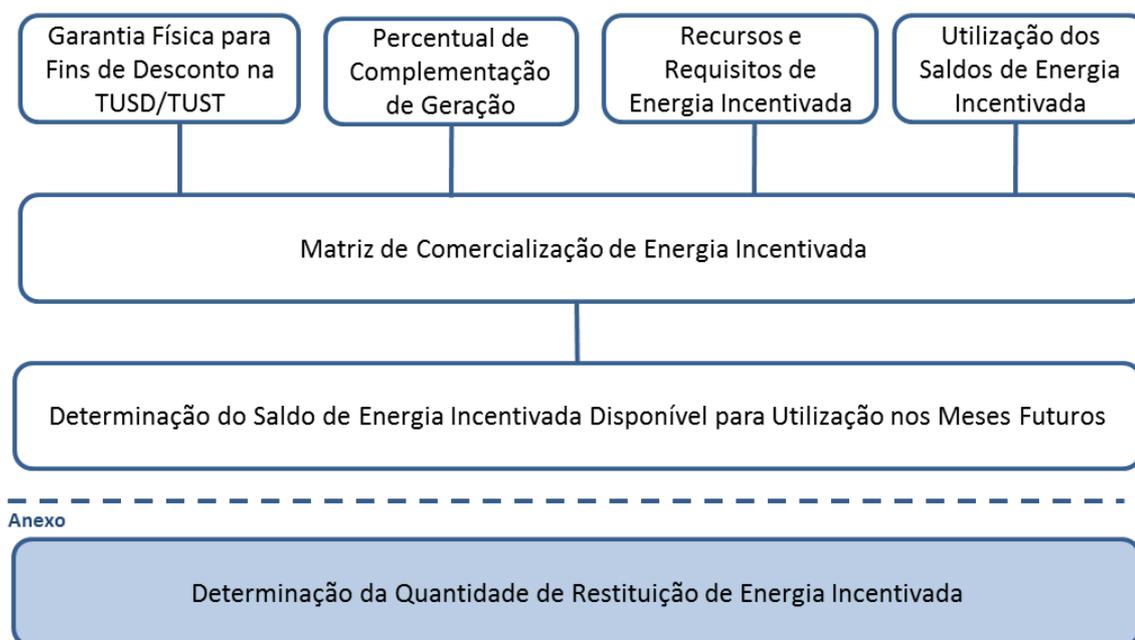


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”

### 3.1.1. Detalhamento da Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada

A usina que declarou lastro de venda para o primeiro ano de operação comercial, a partir do décimo terceiro mês de operação, passa operar em regime normal, ou seja, o recurso de energia incentivada será constituído pela própria geração da usina ou, caso houver, a Garantia Física definida pelo MME. Portanto, com a finalidade de anular os saldos de energia incentivada constituídos por tal declaração que não foram utilizados para lastrear contratos de venda, deve-se apurar o valor a ser inserido como Requisito de Energia Incentivada no décimo segundo mês de operação comercial da usina.

25.1. Logo, o Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda é calculado no décimo segundo mês de operação da usina, sendo constituído pelo saldo disponível dos últimos onze meses, inclusive o mês de referência, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração corresponder ao **12º mês de operação comercial da parcela de usina “p”**, para qual o proprietário da mesma declarou lastro para venda para o primeiro ano*

*e*

*O perfil “a”, na qual a parcela de usina “p” está modelada, é vendedor de **energia incentivada especial** ou de **incentivada não especial**:*

$$\begin{aligned}
 & \text{SALDO\_ACODEC}_{a,m} \\
 = & \max \left( 0 ; \left( \sum_{mr} \text{SALDO\_DISP\_A}_{a,m,mr} \right) + \text{RECURSO\_EI}_{a,m} - \left( \sum_{j \in m} \sum_{\substack{e \in \text{EVA} \\ e \in \text{ECI} \\ e \notin \text{CCEAR} \\ e \notin \text{CBR}}} \text{CQ}_{e,j} \right) \right) \\
 & + \text{ADDCSAD\_DC}_{a,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

$\text{SALDO\_ACODEC}_{a,m}$  é o Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$\text{SALDO\_DISP\_A}_{a,m,mr}$  é o Saldo Disponível Atualizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”

$\text{RECURSO\_EI}_{a,m}$  é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$\text{CQ}_{e,j}$  é a Quantidade Contratada do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$\text{ADDCSAD\_DC}_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“ECI” é o conjunto de contratos de comercialização de energia incentivada

“CCEAR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos de comercialização de energia em ambiente regulado

“CBR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos bilaterais regulados

“EVA” é o conjunto de contratos de venda do perfil de agente “a”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra do perfil de agente “a”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

Uma vez apurado o ajuste para anular os saldos de energia incentivada constituídos por tal declaração, a partir do décimo terceiro mês de operação comercial das usinas incentivadas que declararam lastro para venda para o primeiro ano, é apurada a Necessidade de Restituição de Energia Incentivada. Tal restituição é compulsória e compromete a Garantia Física para fins de Desconto da TUSD/TUST que o agente venha a adquirir ao longo dos meses, até que a necessidade de restituição seja suprida.

27. A Necessidade de Restituição de Energia Incentivada é calculada pela Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no primeiro ano e a Geração Verificada, desconsiderando o Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro, tendo em vista que este será anulado pelo acréscimo no Requisito de Energia Incentivada no décimo segundo mês de operação comercial da usina. Até que a Energia Incentivada seja restituída, a necessidade de restituição será mantida ao longo dos meses, conforme expressão:

*Se o mês de apuração corresponder ao **13º mês de operação comercial da parcela de usina “p”**, para qual o proprietário da mesma declarou lastro para venda para o primeiro ano*

*e*

*O perfil “a”, na qual a parcela de usina “p” está modelada, é vendedor de **energia especial** ou de **incentivada não especial**:*

$$REST\_EI_{a,m} = \left( \sum_{p \in POP13} GF\_DIF\_DEC_{p,a,m} \right) - SALDO\_ACODEC_{a,m-1} + REST\_EI\_A_{a,m-1}$$

*Caso contrário:*

$$REST\_EI_{a,m} = REST\_EI\_A_{a,m-1}$$

Onde:

REST\_EI<sub>a,m</sub> é a Necessidade de Restituição de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

GF\_DIF\_DEC<sub>p,a,m</sub> é a Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no Primeiro Ano e a Geração Verificada da parcela de usina “p”, do perfil de agente “a”, no mês de apuração de penalidades “m”

SALDO\_ACODEC<sub>a,m-1</sub> é o Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente “a” no mês de apuração anterior “m-1”

REST\_EI\_A<sub>a,m-1</sub> é a Necessidade de Restituição de Energia Incentivada Atualizada do perfil de agente “a” no mês de apuração anterior “m-1”

“POP13” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que estão no décimo terceiro mês de operação comercial, contados a partir da primeira unidade geradora em operação comercial

28. Para cobrir a Necessidade de Restituição, o agente deverá utilizar Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST do mesmo tipo de energia que foi disponibilizado ao agente ao declarar lastro para venda no primeiro ano de operação comercial da usina. Tal Garantia Física utilizada não será considerada nos cálculos da matriz de desconto, devendo ser abatida do Recurso de Energia Incentivada Preliminar e do Vetor Disponibilidade de Descontos.

- 28.1. Logo, apura-se a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina, conforme expressão:

$$REST\_GFIS\_EI_{a,m} = \min \left( REST\_EI_{a,m} ; \sum_{p \in a} GFIS\_DT_{p,m} \right)$$

Onde:

$REST\_GFIS\_EI_{a,m}$  é a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$REST\_EI_{a,m}$  é a Necessidade de Restituição de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$GFIS\_DT_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

28.2. A Necessidade de Restituição de Energia Incentivada é atualizada mensalmente, sendo reduzida até o limite da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST adquirida pelo agente, conforme expressão:

$$REST\_EI\_A_{a,m} = \max(0; REST\_EI_{a,m} - REST\_GFIS\_EI_{a,m})$$

Onde:

$REST\_EI\_A_{a,m}$  é a Necessidade de Restituição de Energia Incentivada Atualizada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$REST\_EI_{a,m}$  é a Necessidade de Restituição de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$REST\_GFIS\_EI_{a,m}$  é a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

29. Para que a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina seja abatida do Vetor de Disponibilidade de Descontos, é necessário segregar a Garantia Física utilizada por usina, definida pela representatividade das usinas por perfil de agente.

29.1. Logo, o Fator da Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição é definido conforme expressão:

$$F\_REST\_GFIS\_EI_{p,m} = \frac{GFIS\_DT_{p,m}}{\sum_{p \in a} GFIS\_DT_{p,m}}$$

Onde:

$F\_REST\_GFIS\_EI_{p,m}$  é o Fator da Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GFIS\_DT_{p,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

29.2. Por fim, a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição apurada por usina é definida conforme expressão:

$$REST\_GFIS\_EI\_USI_{p,m} = REST\_GFIS\_EI_{a,m} * F\_REST\_GFIS\_EI_{p,m}$$

Onde:

$REST\_GFIS\_EI\_USI_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$REST\_GFIS\_EI_{a,m}$  é a Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_REST\_GFIS\_EI_{p,m}$  é a o Fator da Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

### 3.1.2. Dados de Entrada da Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro</b>		
<b>ADDCSAD_DC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, considerado como Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro, para Apuração do Desconto do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no Primeiro Ano e a Geração Verificada</b>		
<b>GF_DIF_DEC<sub>p,a,m</sub></b>		

Descrição	Diferença entre a Quantidade Declarada de Lastro de Venda no Primeiro Ano e a Geração Verificada da parcela de usina “p”, do perfil de agente “a”, no mês de apuração de penalidades “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	Penalidades de Energia (ANEXO II – Verificação das Declarações de Lastro para Venda)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST

GFIS_DT <sub>p,m</sub>	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Cálculo da Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recurso de Energia Incentivada

RECURSO_EI <sub>a,m</sub>	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Saldo Disponível Atualizado

SALDO_DISP_A <sub>a,m,mr</sub>	Descrição	Saldo de Energia Incentivada Disponível Atualizado do perfil de agente “a” no mês de apuração “m” referente ao mês de referência de formação de saldo “mr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo de Descontos TUSD/TUST (Utilização dos Saldos de Energia Incentivada dos Meses Anteriores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>TRC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a", por submercado "s" e Período de Comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação das Informações Ajustadas de Consumo e Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída da Determinação da Quantidade de Restituição de Energia Incentivada

<b>Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado</b>		
<b>SALDO_ACODEC<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Saldo Acumulado de Energia Incentivada Originado pela Declaração de Lastro para Venda do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Necessidade de Restituição de Energia Incentivada Atualizada</b>		
<b>REST_EI_A<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Necessidade de Restituição de Energia Incentivada Atualizada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição</b>		
<b>REST_GFIS_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição a partir do décimo terceiro mês de operação comercial da usina do perfil de agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>REST_GFIS_EI_USI<sub>p,m</sub></b>	<b>Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição por Usina</b>
---------------------------------------	--

Descrição	Quantidade de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST Utilizada para Suprir a Necessidade de Restituição da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

---

## ANEXO XVII

### Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR

#### Versão 2021.2.0

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes que possuem CCEARs na modalidade disponibilidade e quantidade.

Nos CCEARs, firmados entre os agentes distribuidores e os empreendimentos vencedores dos leilões de energia elétrica, estão definidas as diretrizes para reajuste dos parâmetros da receita de venda, bem como dos preços firmados no momento de realização do leilão. Para CCEARs firmados na modalidade quantidade, exceto dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, os vendedores apuram os valores a serem faturados em função dos preços e quantidades negociadas nos leilões. A atualização dos preços é realizada pelos próprios vendedores, por meio da aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e, para fins de apuração dos valores a liquidar do MCSD de Energia Nova, é calculada pela CCEE.

Contudo, para os CCEARs por disponibilidade, a CCEE é responsável por realizar os reajustes das receitas fixa e variável de acordo com as regras estipuladas pelo Ministério de Minas e Energia – MME e pelo próprio CCEAR, para cada leilão.

Os reajustes serão realizados para os contratos regulados firmados na modalidade por disponibilidade a partir dos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Energia Existente (LEE). Além destes serão realizados os reajustes para os CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes.

Os reajustes referentes às receitas das usinas comprometidas com Leilões de Energia de Reserva (LER) são calculadas no módulo “Contratação de Energia de Reserva”.

As informações calculadas neste módulo serão utilizadas no módulo de “Receita de Venda de CCEAR” para determinação dos valores a serem pagos para as usinas comprometidas com contratos regulados.

As Portarias MME nº 112/2006, nº 42/2007 e nº 46/2007 estabeleceram que a Receita Fixa deveria ser dividida em duas parcelas, uma é referente aos custos de combustível para geração do montante relacionado à inflexibilidade (combustível) e outra referente aos demais custos fixos (O&M), conforme [Figura 1](#). A parcela combustível é reajustada pela variação dos preços dos combustíveis no mercado internacional utilizados na geração relacionada à inflexibilidade e a parcela O&M é reajustada pelo IPCA.

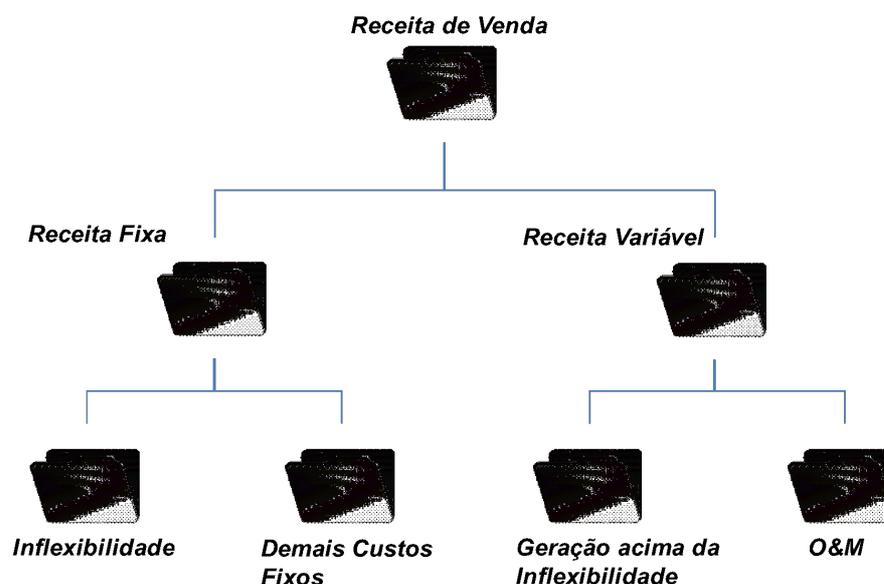


Figura 1: Composição da Receita de Venda

O cálculo da parcela variável corresponde ao CVU da usina, e envolve os custos relacionados à geração acima da inflexibilidade com combustíveis e os custos com operação e manutenção da usina, como indicado na [Figura 1](#). Os valores de CVU das usinas também são reajustados conforme as regras de cada leilão. Para tanto, são utilizadas as cotações dos combustíveis junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) e à plataforma de preços de óleos e combustíveis fósseis, conforme o caso. Na apuração da geração acima da inflexibilidade são observados os conceitos de geração estimada e geração verificada após o processo de contabilização ou a disponibilidade máxima contratual, conforme o leilão.

Dessa forma, os objetivos do módulo “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR” são:

- Calcular os índices utilizados na atualização da receita fixa
- Calcular os preços dos combustíveis utilizados na atualização do CVU dos empreendimentos
- Calcular a receita fixa atualizada
- Calcular a receita variável atualizada
- Calcular o preço de venda atualizado

A [Figura 2](#) apresenta a relação do Módulo “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR” e os demais Módulos das Regras de Comercialização.

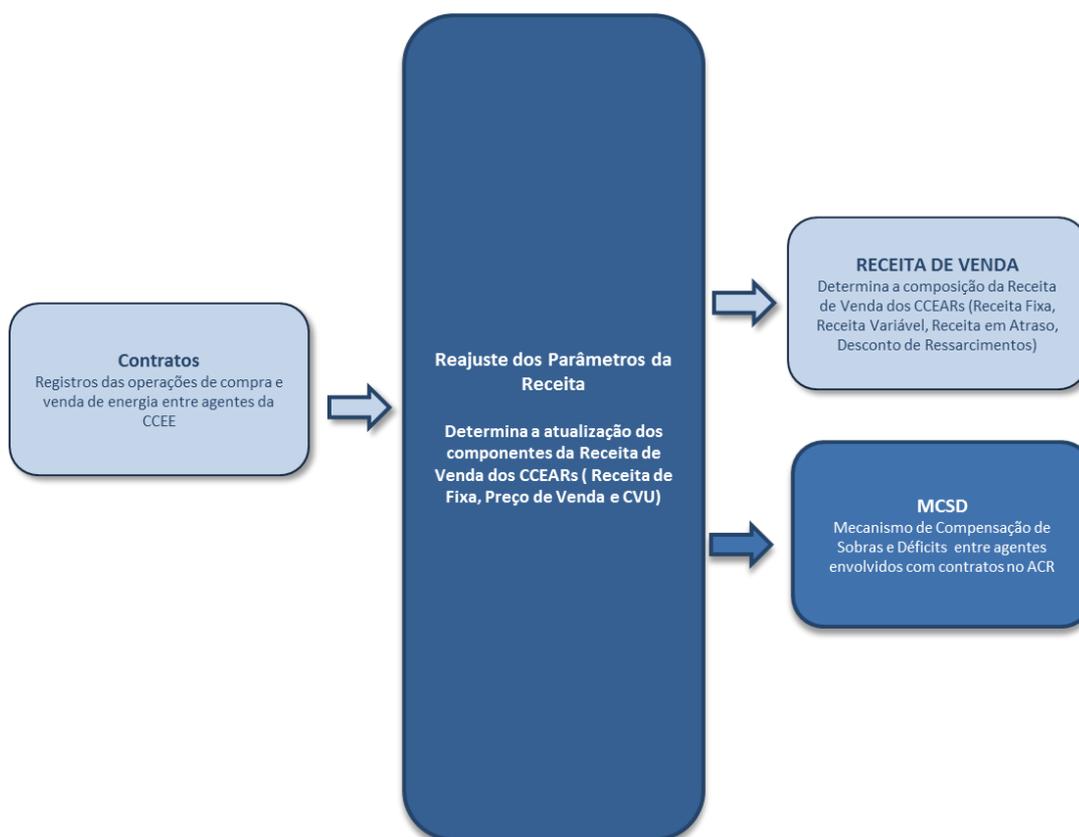


Figura 2: Relação do Módulo Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR com os demais Módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”, esquematizado na [Figura 3](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo que serão detalhadas ao longo deste documento:

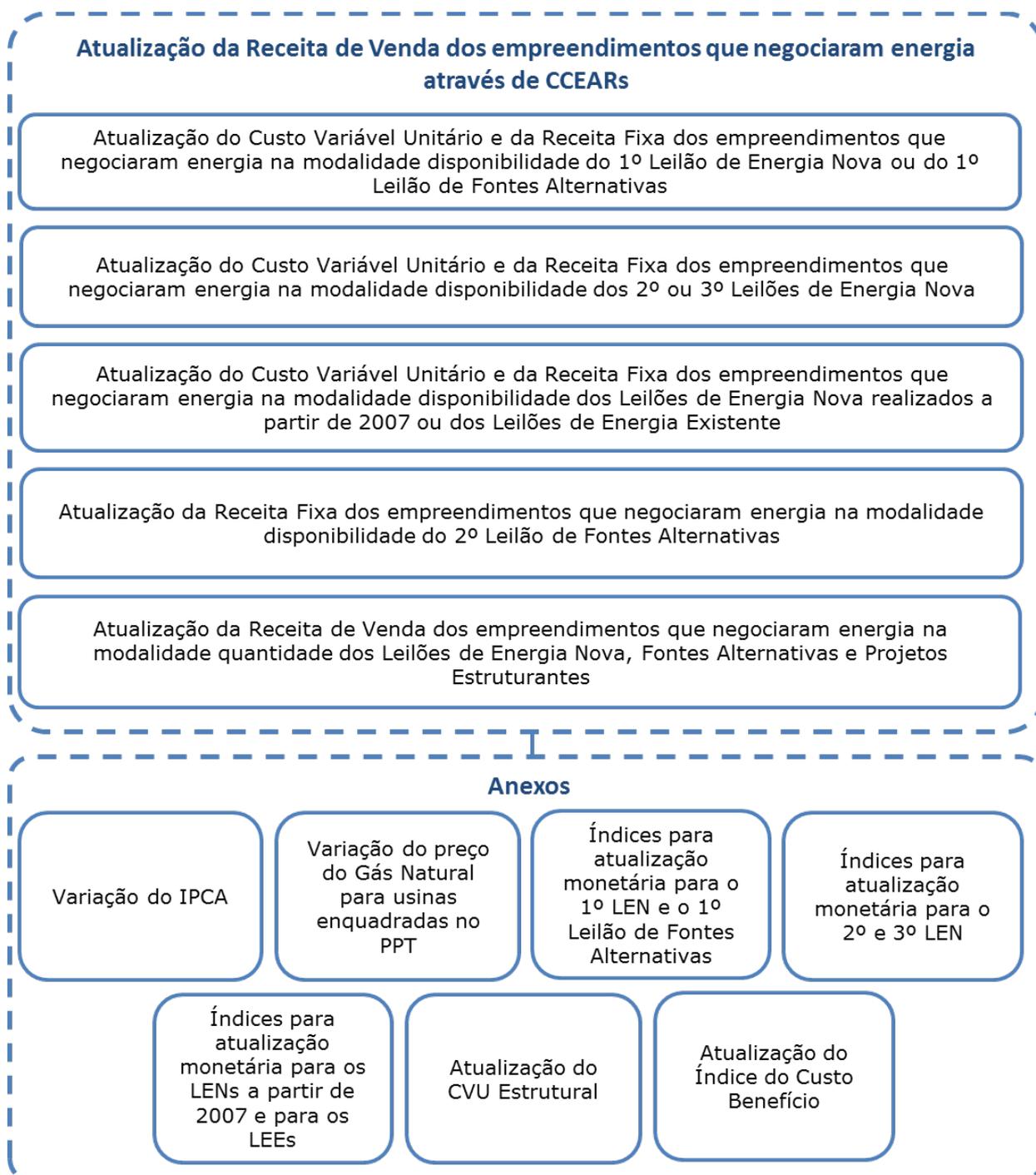


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

**Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs**

- **Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova ou do Leilão de Fontes Alternativas:** esta etapa responde pela atualização da receita fixa e da receita variável que compõem a receita de venda dos empreendimentos que negociaram energia no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas.

- **Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos 2º ou no 3º Leilões de Energia Nova:** esta etapa responde pela atualização da receita fixa e da receita variável que compõem a receita de venda dos empreendimentos que negociaram energia no 2º ou no 3º Leilão de Energia de Nova.
- **Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova, realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas, realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente:** esta etapa responde pela atualização da receita fixa e da receita variável que compõem a receita de venda dos empreendimentos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, nos Leilões de Fontes Alternativas, realizados a partir de 2015, ou nos Leilões de Energia Existente.
- **Detalhamento da atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas:** esta etapa responde pela atualização da receita fixa que compõem a receita de venda dos empreendimentos que negociaram energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas.
- **Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante:** esta etapa efetua a atualização da Receita de Venda dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante.

#### **Anexos**

- **Cálculo da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA:** esta etapa calcula a variação do IPCA para atualização das receitas do vendedor.
- **Cálculo da variação do preço do gás natural para usinas enquadradas no PPT:** esta etapa calcula a variação do preço do gás para atualização das receitas do vendedor.
- **Índices utilizados para atualização monetária para o 1º Leilão de Energia Nova e para o 1º Leilão de Fontes Alternativas:** esta etapa calcula os índices utilizados na atualização das receitas do vendedor do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas.
- **Índices utilizados para atualização monetária para o 2º e 3º Leilões de Energia Nova:** esta etapa calcula os índices utilizados na atualização das Receitas do vendedor do 2º e 3º Leilão de Energia Nova.
- **Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova a partir de 2007 e para os Leilões de Energia Existente:** esta etapa calcula os índices utilizados na atualização das Receitas do vendedor para os Leilões de Energia Nova, realizados a partir de 2007, e para Leilões de Energia Existente.
- **Cálculo do CVU Estrutural dos empreendimentos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova, realizados a partir de 2007, ou nos Leilões de Energia Existente:** esta etapa determina o custo variável unitário estrutural atualizado que serão utilizados nos modelos de programação energética e formação de preço.

### 1.1.2. Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas

A receita de venda, composta pela receita fixa e receita variável, para o 1º LEN ou 1º LFA, é calculada com base na Portaria MME nº 510, de 20/10/2005. De acordo com a Portaria, o CVU declarado por empreendimento termelétrico, em R\$/MWh, deverá ser dividido nas parcelas Combustível ( $C_{Comb}$ ) e Demais componentes ( $C_{O\&M}$ ), conforme [Figura 4](#) ~~Figura-4~~:

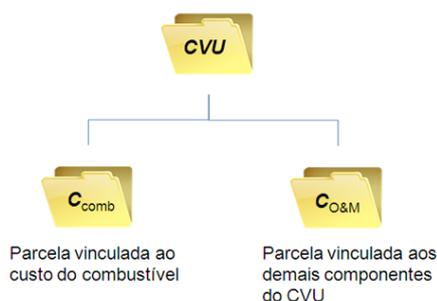


Figura 4: Composição do CVU

Para o reajuste da parcela  $C_{Comb}$ , a Portaria MME nº 510/2005 estabeleceu os indicadores listados na [Tabela 1](#) ~~Tabela 1~~:

Combustível	Indicador
Gás Natural PPT	Preço do gás (CCB) calculado pela ANP
Óleo Combustível Alto Teor de Enxofre	Óleo combustível nacional tipo A1 (OCA1) e Óleo combustível internacional - USGulf No. 6 3.0% USG waterborne Platt's Mid
Óleo Combustível Baixo Teor de Enxofre	Óleo combustível nacional tipo B1 (OCB1) e Óleo combustível internacional - USGulf No. 6 1.0% USG waterborne Platt's Mid
Óleo Diesel	Óleo diesel nacional e Óleo diesel internacional - USGulf No. 2 USG waterborne Platt's Mid
Demais combustíveis	IPCA

Tabela 1: Indicadores para reajuste da parcela do Custo Variável Unitário vinculado ao combustível do 1º LEN

#### Usinas movidas a Óleo Combustível ou Óleo Diesel

Para as usinas movidas a óleo combustível ou óleo diesel, a receita fixa e a parcela  $C_{O\&M}$  da receita variável são reajustadas de acordo com o IPCA no mês de reajuste tarifário do comprador. A Parcela  $C_{Comb}$  da receita variável é reajustada em fevereiro de cada ano por meio da aplicação da Variação Máxima Permitida – VMP, obtida pelo menor valor entre a média dos preços de combustíveis no mercado nacional, do último trimestre do ano anterior, e a média dos preços de combustíveis no mercado internacional, acrescido do preço do frete internacional estabelecido pela ANEEL ([Figura 5](#) ~~Figura-5~~).

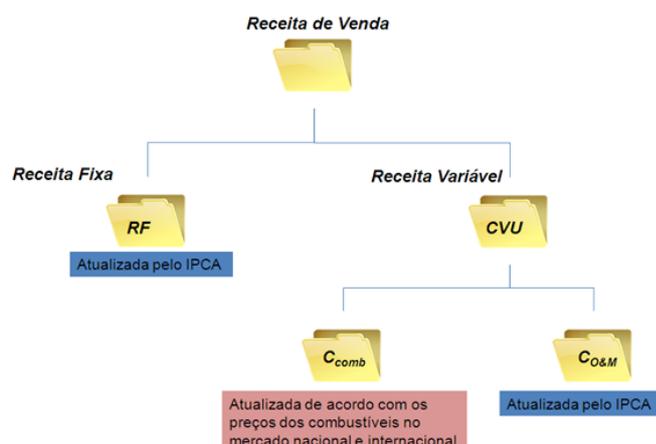


Figura 5: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a Óleo combustível e Óleo diesel

### Usinas movidas a Gás natural PPT

Para as usinas que utilizam o gás natural como combustível enquadrado no PPT, a receita fixa e a parcela  $C_{O&M}$  da receita variável são reajustadas de acordo com o IPCA, e a parcela  $C_{comb}$  da receita variável é reajustada de acordo com o preço do gás (GAS\_PPT) calculado pela ANP, com base na metodologia descrita na Portaria Interministerial nº 234 de 22 de julho de 2002. (Figura 6/Figura-6).

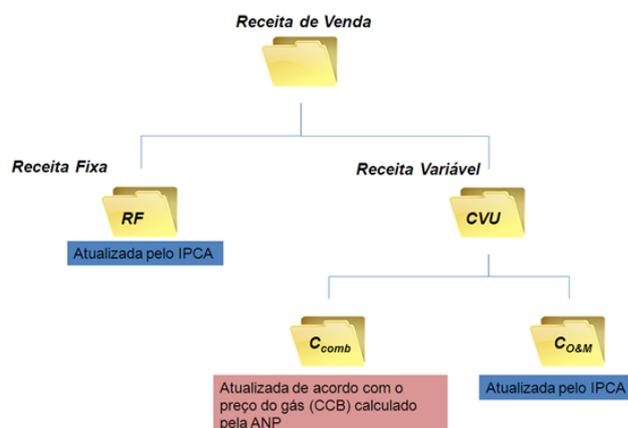


Figura 6: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a gás natural PPT

### Demais usinas

Para as demais usinas, tanto a receita fixa quanto a receita variável são reajustadas de acordo com o IPCA (Figura 7/Figura-7).

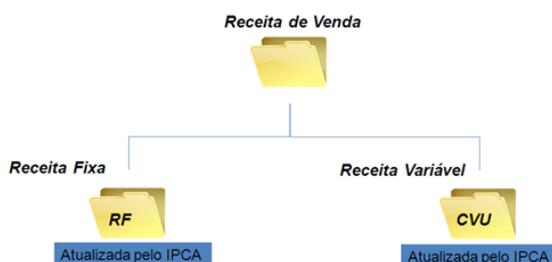


Figura 7: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a carvão e a gás não PPT

### 1.1.3. Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia nos 2º ou 3º Leilões de Energia Nova

A Receita de Venda, composta pela Receita Fixa e pela Receita Variável, para o 2º ou 3º LEN é calculada com base na Portaria MME nº 112, de 17/05/2006. De acordo com o estabelecido na Portaria, a Receita Fixa deverá ser dividida em parcelas  $RF_{Comb}$  e  $RF_{O\&M}$ , e a Receita Variável, da mesma forma que no 1º LEN, será dividida nas parcelas  $C_{Comb}$  e  $C_{O\&M}$ , conforme [Figura 8](#).

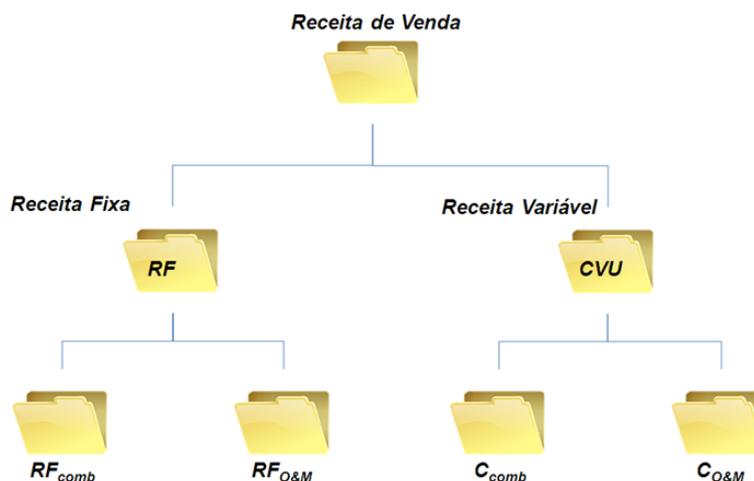


Figura 8: Composição da Receita de venda do 2º e 3º LEN

A parcela  $RF_{Comb}$  é reajustada pelo índice atrelado ao combustível específico, conforme a [Tabela 2](#) apresentada a seguir, e a parcela  $RF_{O\&M}$  será reajustada pelo IPCA.

A parcela  $C_{Comb}$  é atualizada pelo índice atrelado ao combustível específico, conforme a [Tabela 2](#), e a parcela  $C_{O\&M}$  é reajustada pelo IPCA.

Combustível	Indicador
Gás Natural PPT	Preço do gás (CCB) calculado pela ANP
Gás Natural não PPT	Média ponderada pelos óleos no Mercado internacional: Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy (50%) - Platts; Fuel Oil 6 Sulphur 1% 8° API US Gulf Coast Waterbone (25%) - Platts; e Fuel Oil 1% Sulphur Cargoes FOB NEW (25%) - Platts
Óleo Combustível Alto Teor de Enxofre	Óleo combustível internacional - USGulf No. 6 3.0% USG waterborne Platt's Mid
Óleo Combustível Baixo Teor de Enxofre	Óleo combustível internacional - USGulf No. 6 1.0% USG waterborne Platt's Mid
Óleo Diesel	Óleo diesel internacional - USGulf No. 2 USG waterborne Platt's Mid
Demais Usinas	IPCA

Tabela 2: Indicadores para reajuste da parcela do Custo Variável Unitário vinculado ao combustível do 2º ou 3º LEN

#### Usinas movidas a gás natural PPT

Para as usinas cujo combustível é o gás natural PPT, as parcelas  $RF_{O\&M}$  e  $C_{O\&M}$  são reajustadas de acordo com o IPCA e as parcelas  $RF_{Comb}$  e  $C_{Comb}$  são reajustadas de acordo com o preço do gás (GAS\_PPT)

calculado pela ANP, com base na metodologia descrita na Portaria Interministerial nº 234 de 22 de julho de 2002. ([Figura 9](#)Figura-9).

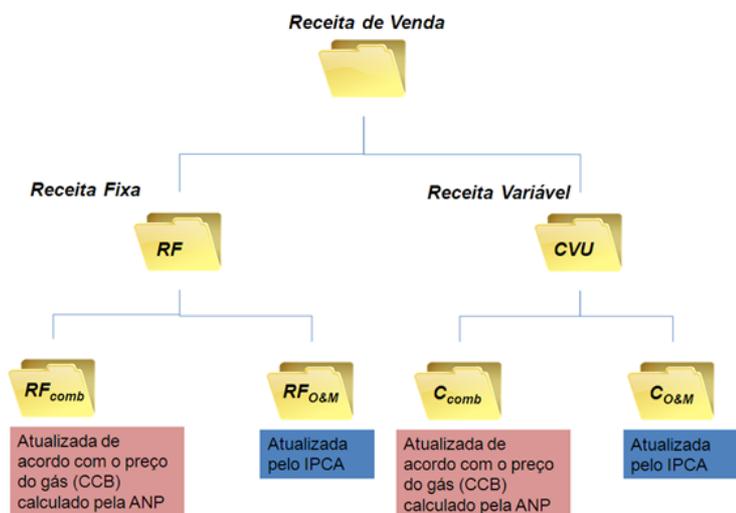


Figura 9: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a gás natural PPT

### Usinas movidas a óleo combustível ou óleo diesel

Para as usinas movidas a óleo combustível ou óleo diesel, as parcelas  $RF_{O\&M}$  e  $C_{O\&M}$  são reajustadas pelo IPCA, e as parcelas  $RF_{Comb}$  e  $C_{Comb}$  são reajustadas anualmente, sempre em novembro, de acordo com o preço médio dos combustíveis no mercado internacional, acrescido do preço do frete internacional estabelecidos pela ANEEL, ambos relacionados ao mês de outubro do ano de reajuste ([Figura 10](#)Figura-10).

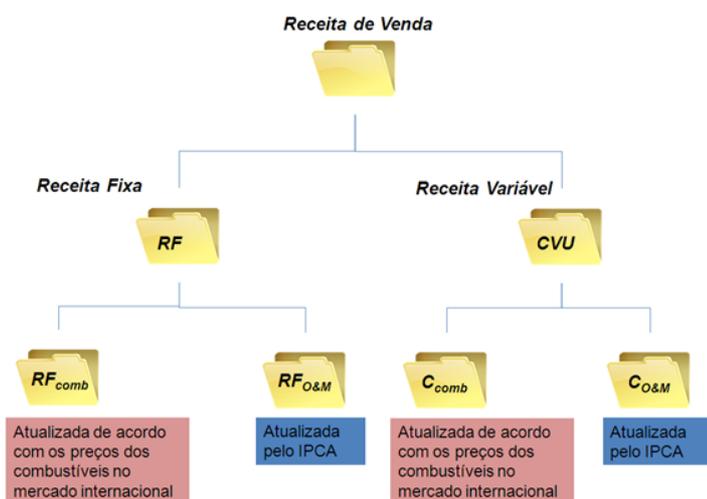


Figura 10: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a Óleo combustível e Óleo diesel

### Usinas movidas a gás natural não enquadradas no PPT

Para as usinas movidas a gás natural não enquadradas no PPT, as parcelas  $RF_{O\&M}$  e  $C_{O\&M}$  são reajustadas pelo IPCA, e as parcelas  $RF_{Comb}$  e  $C_{Comb}$  são reajustadas anualmente, sempre em novembro, de acordo com o preço dos combustíveis no mercado internacional, relacionados ao mês de outubro do ano de

reajuste ([Figura 11](#)~~Figura-11~~). Neste caso, diferentemente dos outros combustíveis, o índice de atualização considera três tipos de combustíveis, conforme a [Tabela 2](#)~~Tabela-2~~.

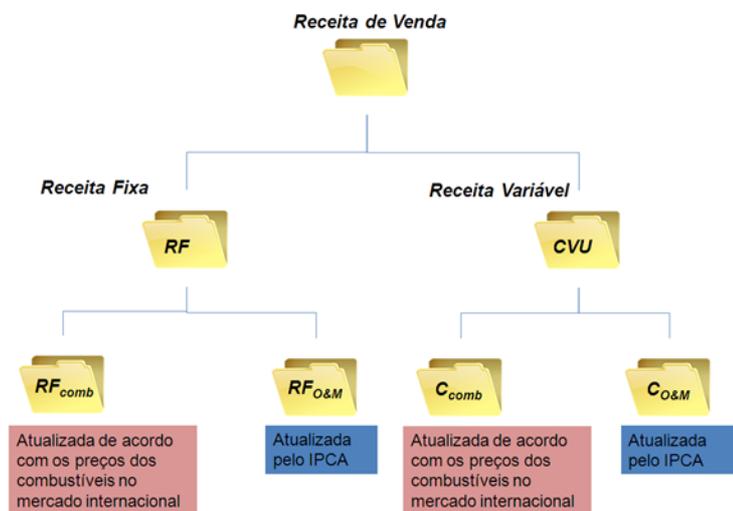


Figura 11: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a gás natural não PPT

### Demais Usinas

Para as demais usinas, tanto a receita fixa quanto a receita variável são reajustadas de acordo com o IPCA ([Figura 12](#)~~Figura-12~~).

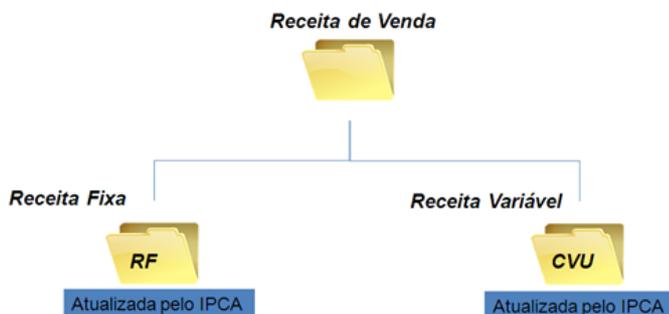


Figura 12: Composição da Receita de Venda para Usinas movidas a carvão

#### 1.1.4. Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, nos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou nos Leilões de Energia Existente

A receita de venda, composta pela receita fixa e pela receita variável, referente aos leilões de energia e existente realizados a partir de 2007 é calculada com base na Portaria MME nº 42, de 02/03/2007, com redação dada pelas Portarias MME nº 152, de 16/04/2008 e 175 de 16/04/2009, 289 de 03/05/2011, e na Portaria MME nº 46, de 12/03/2007. Para as usinas que negociaram nos Leilões de Fontes Alternativas, realizados a partir de 2015, a receita fixa, relativa apenas ao custo de O&M, é atualizada de acordo com as diretrizes contratuais.

Para os LENs realizados a partir de 2007 e para os LEEs, a receita fixa e a receita variável são divididas nas parcelas combustível e O&M, da mesma forma que no 2º e 3º LENs, corrigidas conforme a [Figura 13](#).

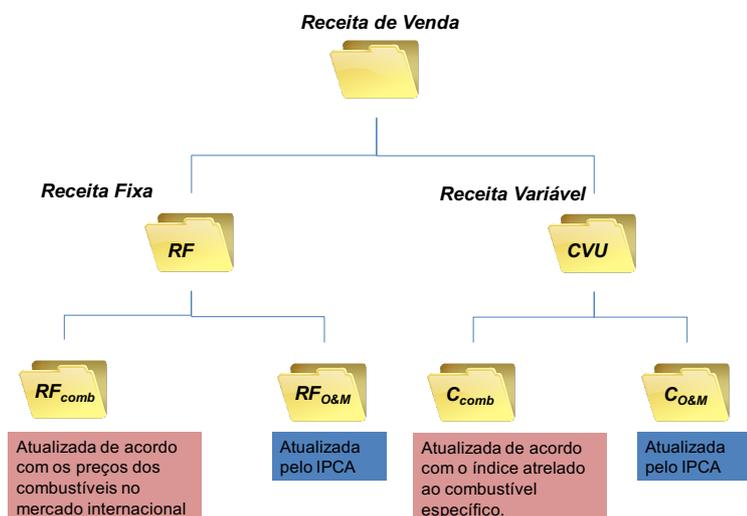


Figura 13: Indicadores dos LEN a partir de 2007 e para os LEEs

A receita fixa é reajustada anualmente no mês de referência para atualização definido no CCEAR ([Tabela 3](#)), tanto para a parcela  $RF_{O&M}$  quanto para a parcela  $RF_{Comb}$ , observando que a primeira é reajustada pelo IPCA e a segunda é reajustada em função do preço do combustível no mercado internacional. Cabe ressaltar que a parcela  $RF_{Comb}$  está relacionada com a geração inflexível do empreendimento, portanto aplicável apenas para usinas com CVU.

Leilão	Produto	Fonte	Mês de Atualização
Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante	Todos	Biomassa sem CVU / Eólica / Solar	Janeiro
Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante	Todos	Demais	Novembro
3º Leilão de Fontes Alternativas	2016	Biomassa sem CVU	Janeiro
3º Leilão de Fontes Alternativas	2017	Biomassa sem CVU / Eólica	Julho
Demais Leilões	Todos	Todas	Novembro

Tabela 3: Mês de referência de atualização definido no CCEAR

Em relação à Receita Variável, a sua parcela  $C_{O&M}$  é reajustada pelo IPCA no mês de referência para atualização definido no CCEAR ([Tabela 3](#)) e a parcela  $C_{Comb}$  do CVU é atualizada mensalmente pelo índice atrelado ao combustível específico, conforme a [Tabela 4](#).

Combustível	Indicador
Carvão	CI F ARA, publicado pela Platts - Coal Trader International
Coque de Petróleo	US Gulf (5/6% sulfur, < 50HGI), publicado pela Platts - International Coal Report
Gás Natural PPT	Preço do gás (CCB) calculado pela ANP
Gás Natural não PPT	NYMEX (Henry Hub Natural Gás Futures Contracts - NG1) - Platts (somente esta opção para leilões realizados em 2007 e 2008 e a partir de 2011) ou Petróleo Brent (opção disponível para leilões realizados a partir de 2009), ou ainda a Média ponderada pelos óleos no Mercado internacional (opção disponível para leilões realizados a partir de 2011)
Óleo Combustível Alto Teor de Enxofre	Óleo combustível internacional - USGulf No. 6 3.0% USG waterborne Platt's Mid
Óleo Combustível Baixo Teor de Enxofre	Óleo combustível internacional - USGulf No. 6 1.0% USG waterborne Platt's Mid
Óleo Diesel	Óleo diesel internacional - USGulf No. 2 USG waterborne Platt's Mid

Tabela 4: Indicadores para reajuste da parcela do Custo Variável Unitário vinculado ao combustível dos empreendimentos que negociaram nos LENs realizados a partir de 2007 ou nos LEEs

#### 1.1.5. Detalhamento da atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas

A receita de venda, composta pela receita fixa, referente ao 2º Leilão de Fontes Alternativas, é reajustada anualmente de acordo com o IPCA do mês de outubro ([Figura 14](#) ~~Figura 14~~)



Figura 14: Composição da Receita de Venda para Usinas do 2º LFA

#### 1.1.6. Detalhamento da Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante

Para os CCEARs, na modalidade quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, a CCEE é responsável por apurar a receita de venda, sobre qual será determinado os valores a serem pagos e recebidos pelos compradores e vendedores respectivamente.

A receita de venda será determinada com base na quantidade contratada e o preço de venda, sendo esse último atualizado anualmente pelo IPCA, tendo como referência o mês de janeiro.

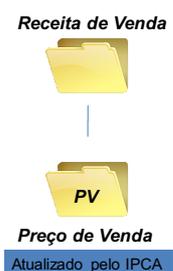


Figura 15: Composição da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante

### 1.1.7. Detalhamento do CVU Estrutural

O reajuste do Custo Variável Unitário dos empreendimentos termelétricos comprometidos com CCEARs realizados a luz das Portarias ~~Interministeriais-MME~~ nº 42, de 02/03/2007, e nº 46, de 12/03/2007, passou a ser reajustado mensalmente em função do despacho da geração flexível da usina e baseado no preço do combustível no mês anterior ao despacho. Até a publicação das referidas Portarias o CVU era reajustado anualmente, com data definida em cada contrato específico.

Como o CVU das termelétricas contratadas na modalidade disponibilidade é utilizado pelo ONS nos modelos de programação energética e formação de preço, DECOMP e NEWAVE, foram criados dois valores para o CVU, o CVU Conjuntural, determinado conforme dispositivos da Portaria nº 42/2007, e o CVU Estrutural, este calculado conforme dispositivos da Portaria nº 46/2007.

O CVU Conjuntural retrata a variação verificada do preço dos combustíveis desde a data do leilão, e é utilizado no modelo DECOMP, para fins de despacho das usinas, e ainda nos dois primeiros meses do horizonte de curto prazo do NEWAVE. Já o CVU Estrutural, que busca representar a variação do preço dos combustíveis no médio prazo, é utilizado nos 58 meses de um período total de 60 meses do horizonte de médio prazo do NEWAVE.

## 2. Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova ou do 1º Leilão de Fontes Alternativas

#### Objetivo:

Determinar a receita fixa e o CVU atualizados das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade que negociaram energia no 1º Leilão de Energia Nova e no 1º Leilão de Fontes Alternativas, conforme estabelecido na Portaria MME nº 510, de 20/10/2005.

#### Contexto:

A informação atualizada da receita fixa e do CVU é base para o cálculo da receita de venda dos CCEARs por disponibilidade. Através do cálculo da receita de venda, são fornecidos os valores a serem pagos e

recebidos pelos compradores e vendedores, respectivamente. A [Figura 16](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

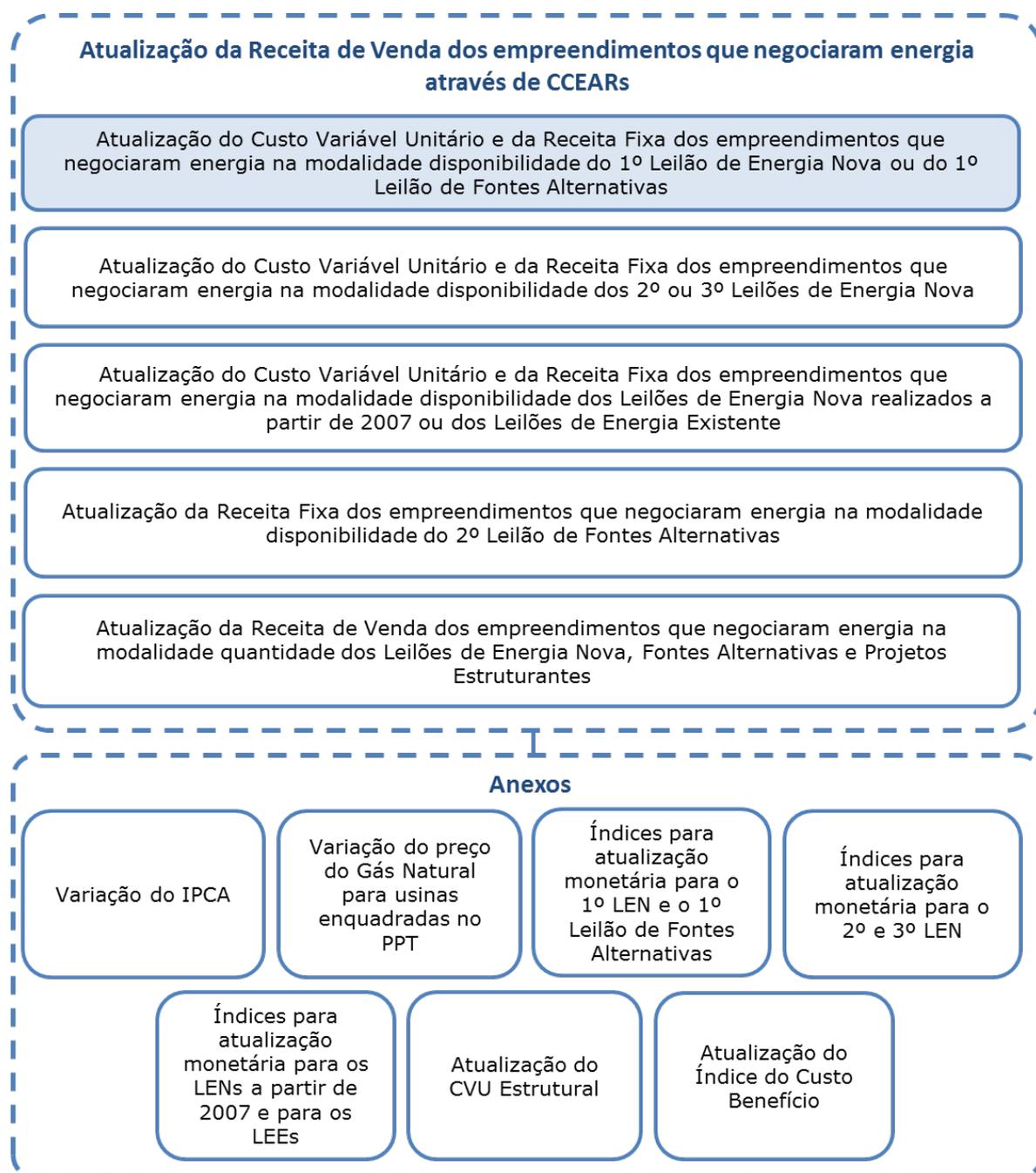


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 2.1.1. Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova ou do 1º Leilão de Fontes Alternativas

#### Atualização do Custo Variável Unitário

O processo de atualização do Custo Variável Unitário é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. A parcela atualizada do CVU, vinculada ao custo do combustível de empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas, é obtida de acordo com as seguintes equações:
- 1.1. Para os empreendimentos termelétricos a gás natural, enquadrados no PPT, a óleo diesel, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre e a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, a parcela atualizada do CVU vinculada ao custo do combustível é obtida através do produto do CVU vinculado ao custo do combustível estabelecido no contrato da usina e pela sua respectiva variação percentual, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for fevereiro:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB_{p,t,l} * VP\_COMB_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$$

Onde:

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

VP\_COMB<sub>p,t,l,m</sub> é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

A atualização do CVU vinculado ao custo do Combustível (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m-1</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com àquele contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível do mês anterior (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m-1</sub>) assumirá o valor do CVU vinculada ao custo do Combustível (CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub>).

- 1.2. Para os demais empreendimentos, a parcela atualizada do CVU vinculada ao custo do combustível será obtida pela aplicação da variação do IPCA, calculado no mês de reajuste tarifário de cada distribuidora, parte compradora do CCEAR, sobre custo do combustível estabelecido no contrato da usina, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$$

Onde:

$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_COMB_{p,t,l}$  é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### **Importante:**

A atualização do CVU vinculado ao custo do combustível ( $CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$ ) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível, do mês anterior ( $CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$ ) assumirá o valor do CVU vinculado ao custo do Combustível ( $CVU\_COMB_{p,t,l}$ ).

2. A atualização da parcela do CVU vinculada ao custo do combustível poderá ocorrer em data que não coincida com o início do mês; desta forma, para obtenção do valor mensal é realizada a ponderação considerando o valor corrente da parcela do CVU até o dia anterior à data do reajuste e o valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.
  - 2.1. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada ao custo do combustível de empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas, é obtida de acordo com as seguintes equações:
    - 2.1.1. Para os empreendimentos termelétricos a gás natural, enquadrados no PPT, a óleo diesel, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre e a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, a parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada ao custo do combustível, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

- 2.1.2. Para os demais empreendimentos, a parcela atualizada e ponderada do CVU vinculada ao custo do combustível, é determinada pela razão entre (i) à parcela atualizada do CVU vinculada ao custo do combustível do mês anterior, multiplicada pelo número de dias do

mês antes da data do reajuste, somada ao produto da parcela atualizada do CVU vinculada ao custo do combustível pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$\frac{CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}}{=} \frac{(CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

DIAS<sub>d</sub> refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

3. Da mesma forma que a atualização da parcela do CVU vinculada ao custo do combustível, a atualização da parcela do CVU vinculada aos demais custos poderá ocorrer em data que não coincida com o início do mês; desta forma, a atualização do CVU vinculado aos demais custos é realizada em função da ponderação do valor corrente da parcela do CVU até o dia anterior ao do reajuste e o seu valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.
- 3.1. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada aos demais custos variáveis para os empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas, é obtida de acordo com as seguintes equações:
  - 3.1.1. A parcela atualizada do CVU vinculada aos demais custos variáveis para todos os tipos de empreendimentos é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_DC_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$$

Onde:

CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_DC<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

VP\_IPCA<sub>t,l,m</sub> é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

### **Importante:**

A atualização do CVU vinculado aos demais custos (CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado aos demais custos do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU vinculado aos Demais Custo Atualizado, do mês da última atualização (CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) assumirá o valor do CVU vinculado aos Demais Custos (CVU\_DC<sub>p,t,l</sub>).

- 3.1.2. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada aos demais custos variáveis para todos os tipos de empreendimentos, é determinada pela razão entre: (i) à parcela atualizada do CVU vinculado aos demais custos do mês anterior, multiplicada pelo número de dias do mês antes da data do reajuste, somada ao produto da parcela atualizada do CVU vinculada aos demais custos pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_DC\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

DIAS<sub>d</sub> refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

4. O CVU Atualizado Preliminar dos empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtido através da soma das parcelas atualizadas e ponderadas, vinculadas ao combustível e aos demais custos, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} + CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_DC\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

5. Para fins da programação do despacho da geração das usinas, o CVU é ponderado pela quantidade de energia em cada contrato, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_P_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} (CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} * QM_{e,m})}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 5.1. Devido ao fato de o custo variável unitário dos empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas utilizado na programação do despacho, ser determinado antes mesmo do início do mês de apuração, o CVU para o PMO será estabelecido em função do CVU Ponderado, conforme expressões abaixo:

Se  $CVU\_P_{p,t,l,m} = 0$ , então:

$$CVU\_PMO_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} (CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} * MMC_{e,m})}{\sum_{e \in EPTL} MMC_{e,m}}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_PMO_{p,t,l,m} = CVU\_P_{p,t,l,m}$$

Onde:

$CVU\_PMO_{p,t,l,m}$  é o CVU utilizado na Programação do despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_P_{p,t,l,m}$  é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O valor do  $CVU\_PMO_{p,t,l,m}$  do mês de apuração “m” é utilizado pelo ONS na programação de despacho referente ao mês de aplicação “m+1”.

6. O CVU Atualizado será obtido através da comparação entre o CVU utilizado pelo despacho pelo ONS, e o CVU encaminhado pela CCEE para o PMO e suas revisões, conforme seguintes comandos:
- 6.1. Para períodos de comercialização referentes a semanas operativas que utilizam o CVU calculado para o PMO, a comparação será realizada com relação ao respectivo CVU, conforme seguintes equações:

$$\text{Se } INC_{p,j} \geq CVU\_PMO_{p,t,l,m}$$

$$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} = CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} = \min(CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}; INC_{p,j})$$

Onde:

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

- 6.2.  $CVU\_PMO_{p,t,l,m}$  é o CVU utilizado na Programação do despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m” Para os demais períodos de comercialização, a comparação será realizada utilizando o CVU revisado:

$$INC_{p,j} \geq CVU\_P_{p,t,l,m}$$

$$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} = CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} = \min(CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}; INC_{p,j})$$

Onde:

CVU\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Atualização da Receita Fixa

7. A Receita Fixa atualizada dos empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através da divisão da receita fixa anual por 12, multiplicada pela variação percentual do IPCA do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora, de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_A\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}}{12} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

Onde:

RFIX\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Receita Fixa Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

RFIX\_LEILAO\_D<sub>p,t,l,e,f</sub> é a Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

VP\_IPCA<sub>t,l,m</sub> é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do contrato “e”

8. Assim como a atualização do CVU, a correção da receita fixa poderá ocorrer em uma data que não coincida com o início do mês. Desta forma, para obtenção de um valor mensal, é realizada a ponderação considerando o valor corrente da receita fixa até o dia anterior à data do reajuste e o valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.
- 8.1. A receita fixa atualizada e ponderada dos empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através da razão entre: (i) o produto da receita fixa do mês anterior pelo o número de dias do mês antes da data do reajuste, somado ao produto da receita fixa do mês pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês de reajuste, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:

$$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(RFIX\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (RFIX\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

Caso contrário:

$$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

9. A receita fixa total dos empreendimentos que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através do somatório das receitas fixas atualizadas e ponderada da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_TOT_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_TOT_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

10. O fator de rateio de contratos é obtido através da divisão da quantidade contratada pelo somatório de todos os contratos da usina do mesmo produto no mesmo leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_RC_{p,t,l,e,m} = \frac{QM_{e,m}}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”.

$QM_{e,m}$  Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### 2.1.2. Dados de Entrada do cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas

<b>Custo Variável Unitário vinculado ao custo com combustível da usina</b>		
<b>CVU_COMB<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	CVU vinculado ao custo do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável Unitário vinculado aos Demais Custos da usina</b>		
<b>CVU_DC<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Dias do Mês de reajuste</b>		
<b>DIAS<sub>d</sub></b>	Descrição	Dias do mês “d”
	Unidade	dias
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante Médio Contratado</b>		
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela usina</b>		
<b>RFIX_LEILAO_D<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Variação Percentual do Combustível</b>		
<b>VP_COMB<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo II – Cálculo da variação do preço do gás natural para usinas enquadradas no PPT e Anexo III – Índices para atualização monetária do 1º LEN ou do 1º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA<sub>t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo I – Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

**2.1.3. Dados de Saída do cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas**

<b>Custo Variável Unitário Atualizado da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CVU_A_D<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado Preliminar da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CVU_A_D_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível</b>		
<b>CVU_COMB_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado e Ponderado vinculado ao Demais Custos</b>		
<b>CVU_DC_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário utilizado na Programação do despacho da usina</b>		
<b>CVU_PMO<sub>p,t,l,m</sub></b>		

	Descrição	CVU utilizado na Programação de despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Ponderado</b>		
CVU_P <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	CVU Ponderado da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
F_RC <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita fixa Atualizada e Ponderada da usina associada ao contrato com a Distribuidora</b>		
RFIX_AP_D <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Receita Fixa Atualizada e Ponderada da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Total da usina</b>		
RFIX_TOT <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

## 2.2. Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos 2º ou 3º Leilões de Energia Nova

**Objetivo:**

Determinar a receita fixa e o CVU atualizados das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade que negociaram energia nos 2º ou 3º Leilões de Energia Nova, conforme estabelecido na Portaria MME nº 112, de 17/05/2006.

### Contexto:

A informação atualizada da receita fixa e do CVU é base para o cálculo da receita de venda dos contratos por disponibilidade. Através do cálculo da receita de venda são fornecidos os valores a serem pagos e recebidos pelos compradores e vendedores, respectivamente. A [Figura 17](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

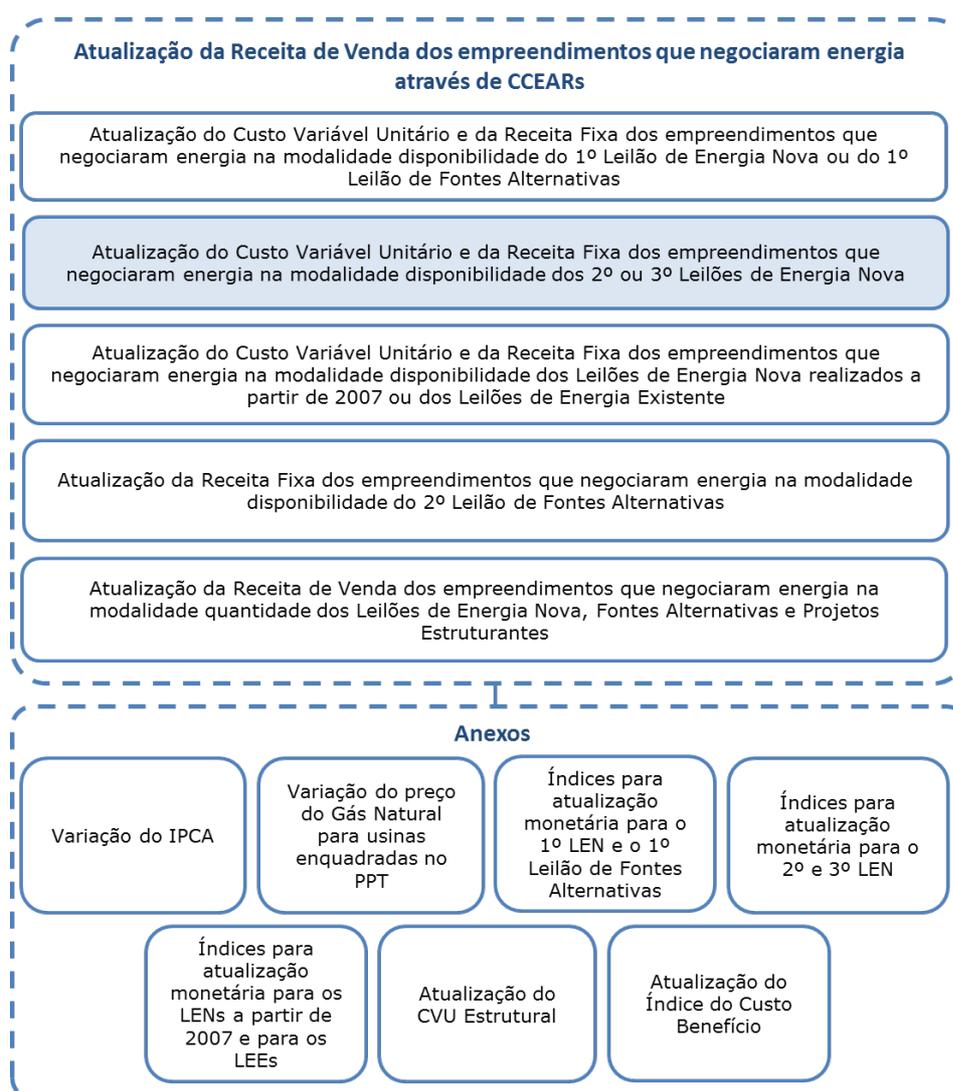


Figura 17: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 2.2.1. Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º ou do 3º Leilões de Energia Nova

#### Atualização do Custo Variável Unitário

11. A parcela atualizada do CVU vinculada ao custo do combustível dos empreendimentos que negociaram energia no 2º ou no 3º Leilões de Energia Nova, com exceção dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida de acordo com as seguintes equações:

11.1. Para empreendimentos termelétricos a gás natural enquadrados no PPT, a parcela atualizada do custo variável vinculada ao custo do combustível equivale ao seu custo multiplicado pela variação percentual do combustível, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for fevereiro:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB_{p,t,l} * VP\_COMB_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$$

Onde:

$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_COMB_{p,t,l}$  é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

A atualização do CVU vinculado ao custo do combustível ( $CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$ ) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU vinculado ao custo com Combustível Atualizado, do mês anterior ( $CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$ ) assumirá o valor do CVU vinculado ao custo com Combustível ( $CVU\_COMB_{p,t,l}$ ).

11.2. Para empreendimentos termelétricos a óleo diesel, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre e a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, a parcela atualizada do custo variável vinculada ao custo do combustível equivale ao seu custo multiplicado pela variação percentual do combustível, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for novembro:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat} * VP\_COMB_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$$

Onde:

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

VP\_COMB<sub>p,t,l,m</sub> é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

A atualização do CVU vinculado ao custo do combustível (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m-1</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU vinculado ao custo com Combustível Atualizado, do mês anterior (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m-1</sub>) assumirá o valor do CVU vinculado ao custo com Combustível (CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub>).

- 11.3. Para empreendimentos termelétricos com demais tipos de combustíveis, com exceção dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, a parcela atualizada do CVU vinculada ao custo com combustível é obtida através do produto do custo variável vinculado ao combustível da usina pela variação percentual do IPCA, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB_{p,t,l} * VP\_IPCA_{l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1}$$

Onde:

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

VP\_IPCA<sub>l,m</sub> é a Variação Percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

A atualização do CVU vinculado ao custo do combustível (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m-1</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU vinculado ao custo com Combustível Atualizado, do mês anterior (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m-1</sub>) assumirá o valor do CVU vinculado ao custo com Combustível (CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub>).

12. A atualização da parcela do CVU vinculada ao custo do combustível poderá ocorrer em data que não coincida com o início do mês; desta forma, para obtenção de valor mensal, é realizada a ponderação considerando o valor corrente da parcela do CVU até o dia anterior à data de reajuste, e o seu valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.
- 12.1. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada ao custo do combustível para empreendimentos que negociaram no 2º ou no 3º Leilões de Energia Nova, com exceção dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida de acordo com as seguintes equações:
- 12.1.1. Para o empreendimento termelétrico a gás natural enquadrado no PPT, a parcela do CVU vinculada ao custo com combustível, atualizada e ponderada, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

- 12.2. Para os empreendimentos termelétricos a óleo diesel, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre e a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, a parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada ao custo do combustível, é obtida em função da razão entre: (i) o produto do CVU vinculado ao custo do combustível do mês anterior pelo número de dias compreendidos entre o primeiro dia corrente de novembro até o último dia da segunda semana operativa de novembro, adicionado ao produto do CVU vinculado ao custo do combustível do mês pelo número de dias compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa de novembro até o último dia do mês de novembro, e (ii) o número total de dias do mês de novembro, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:*

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATSN} DIAS_d) + (CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DPTSN} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

DIAS<sub>d</sub> refere-se ao dia do mês de novembro

“DATSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês novembro até o último dia da segunda semana operativa do mês de novembro

“DPTSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa do mês de novembro até o último dia do mês de novembro

- 12.3. Para os demais empreendimentos, com exceção dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, a parcela atualizada e ponderada do CVU vinculada ao custo do combustível, é obtida em função da razão entre: (i) o CVU vinculado ao custo do combustível do mês anterior multiplicado pelo número de dias do mês desde o início do mês até a data do reajuste, acrescido do produto do CVU vinculado ao custo do combustível do mês pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

DIAS<sub>d</sub> refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

13. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada ao custo do combustível dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é dividida nas parcelas *commodity* e transporte. A parcela *commodity* é atualizada de acordo com a variação percentual do combustível e a parcela transporte é atualizada pelo IPCA.

13.1. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada ao custo com combustível dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT e que negociaram no 2º Leilão de Energia Nova ou no 3º Leilão de Energia Nova, é obtida através da soma das parcelas *commodity* e transporte, atualizadas e ponderadas, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} + CT\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CC\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Componente Commodity Atualizada e Ponderada do CVU vinculado ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CT\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Componente Transporte Atualizada do CVU vinculado ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

13.2. A atualização do componente commodity da parcela do CVU vinculada ao custo do combustível poderá ocorrer em data que não coincida com o início do mês; desta forma, para obtenção de valor mensal é realizada a ponderação considerando o valor corrente da parcela do CVU até o dia anterior ao reajuste e o valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.

13.2.1. A Componente *Commodity* atualizada e ponderada da parcela do custo variável vinculada ao custo do combustível para empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT é determinada em função da razão entre: (i) o produto da parcela *commodity* atualizada no mês anterior pelo número de dias compreendidos entre o primeiro dia de novembro até o último dia da segunda semana operativa de novembro, acrescido do produto da parcela *commodity* pelo número de dias do mês compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa de novembro até o último dia do mês de novembro, e (ii) o número total de dias do mês de novembro, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:

$$CC\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATSN} DIAS_d) + (CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DPTSN} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

Caso contrário:

$$CC\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$CC\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente Commodity Atualizada e Ponderada do CVU vinculada ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente Commodity Atualizada do CVU vinculada ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de novembro

“DATSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês novembro até o último dia da segunda semana operativa do mês de novembro

“DPTSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa do mês de novembro até o último dia do mês de novembro

- 13.2.1.1. A Componente Commodity da parcela atualizada do custo variável, vinculada ao custo do combustível para empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida através do produto da parcela commodity pela variação percentual do combustível, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for novembro e for o primeiro mês de atualização:*

$$CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_COMB_{p,t,l} * VP\_COMB_{p,t,l,m}$$

*Se o mês de apuração for novembro, mas não for o primeiro mês de atualização:*

$$CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat} * VP\_COMB_{p,t,l,m}$$

*Se o mês de apuração não estiver compreendido em nenhuma das situações anteriores:*

$$CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$$

Onde:

$CC\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e}$  é a Componente Commodity Atualizada do CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$CC\_COMB_{p,t,l}$  é a Componente Commodity do CVU vinculado ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

**Importante:**

A atualização do CVU vinculado ao custo do combustível (CVU\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

13.2.1.2. A Componente *Commodity* da parcela do custo variável, vinculada ao custo do combustível para empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida através da diferença positiva entre a parcela do CVU vinculada ao combustível e a parcela vinculada ao transporte, de acordo com a seguinte equação:

$$CC\_COMB_{p,t,l} = \max(0; CVU\_COMB_{p,t,l} - CT\_COMB_{p,t,l})$$

Onde:

CC\_COMB<sub>p,t,l</sub> é a Componente *Commodity* do CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

CT\_COMB<sub>p,t,l</sub> é a Componente Transporte do CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

13.3. A Componente Transporte da parcela atualizada do custo variável, vinculada ao custo do combustível para empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, equivale à parcela transporte multiplicada pela variação percentual do IPCA, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for novembro:*

$$CT\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CT\_COMB_{p,t,l} * VP\_IPCA_{l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CT\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CT\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$$

Onde:

CT\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Componente Transporte Atualizada do CVU vinculada ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CT\_COMB<sub>p,t,l</sub> é a Componente Transporte do CVU vinculada ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

VP\_IPCA<sub>l,m</sub> é a variação percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”  
“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

**Importante:**

A atualização da Componente Transporte do CVU vinculado ao custo do combustível (CT\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no valor da Componente Transporte do CVU vinculado ao combustível do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, a Componente Transporte Atualizada do CVU vinculado ao custo com Combustível do mês da última atualização (CT\_COMB\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) assumirá o valor da Componente Transporte do CVU vinculado ao custo com Combustível (CT\_COMB<sub>p,t,l</sub>).

14. Da mesma forma que a parcela do CVU vinculada ao custo do combustível, a atualização da parcela do CVU vinculada aos demais custos poderá ocorrer em data que não coincida com o início do mês; desta forma, para obtenção de valor mensal é realizada a ponderação considerando o valor corrente da parcela do CVU até o dia anterior à data de reajuste e o valor atualizado a partir da data de reajuste até o final do mês de apuração.
- 14.1. A parcela atualizada e ponderada do CVU, vinculada aos demais custos variáveis dos empreendimentos que negociaram no 2º ou 3º Leilões de Energia Nova, é obtida de acordo com as seguintes equações:
- 14.1.1. A parcela atualizada do CVU vinculada aos demais custos variáveis, aplicada a todos os tipos de empreendimentos, é determinada em função da aplicação da variação do IPCA sobre a parcela vinculada aos demais custos da usina, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_DC_{p,t,l} * VP\_IPCA_{l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$$

Onde:

CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_DC<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”

VP\_IPCA<sub>l,m</sub> é a Variação Percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

**Importante:**

A atualização do CVU vinculado aos demais custos (CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) será realizada com base na data de atualização definida em cada CCEAR, e no valor do CVU vinculado aos demais custos do empreendimento de geração comprometido com o contrato.

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos do mês da última atualização (CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,muat</sub>) assumirá o valor do CVU vinculado aos Demais Custo (CVU\_DC<sub>p,t,l</sub>).

- 14.1.2. A parcela atualizada e ponderada do CVU vinculada aos demais custos, para todos os tipos de empreendimentos, equivale ao CVU vinculado aos demais custos do mês anterior multiplicado pelo número de dias do mês antes da data do reajuste, somado com o produto do CVU vinculado aos demais custos pelo número de dias do mês após a data do reajuste, divididos pelo número total de dias do mês, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CVU\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_DC\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_DC\_A\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

DIAS<sub>d</sub> refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

15. O custo variável unitário atualizado Preliminar dos empreendimentos que negociaram no 2º ou 3º Leilões de Energia Nova é obtido através da soma das parcelas atualizadas e ponderadas relacionadas ao combustível e aos demais custos, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} = CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} + CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado do vinculada ao custo com Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_DC\_AP\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

16. Para fins da programação do despacho da geração das usinas, o CVU é ponderado pela quantidade de energia em cada um dos contratos, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_P_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} (CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} * QM_{e,m})}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 16.1. Devido ao fato de o custo variável unitário dos empreendimentos que negociaram no 2º ou 3º Leilões de Energia Nova utilizado na programação do despacho, ser determinado antes mesmo do início do mês de apuração, o CVU para o PMO será estabelecido em função do CVU Ponderado, conforme expressões abaixo:

*Se CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> = 0, então:*

$$CVU\_PMO_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} (CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} * MMC_{e,m})}{\sum_{e \in EPTL} MMC_{e,m}}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_PMO_{p,t,l,m} = CVU\_P_{p,t,l,m}$$

Onde:

CVU\_PMO<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU utilizado na Programação do despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O valor do  $CVU_{PMO_{p,t,l,m}}$  do mês de apuração “m” é utilizado pelo ONS na programação de despacho referente ao mês de aplicação “m+1”.

17. O CVU Atualizado será obtido através da comparação entre o CVU utilizado pelo despacho pelo ONS, e o CVU encaminhado pela CCEE para o PMO e suas revisões, conforme seguintes comandos:
- 17.1. Para períodos de comercialização referentes a semanas operativas que utilizam o CVU calculado para o PMO, a comparação será realizada com relação ao respectivo CVU, conforme seguintes equações:

$$\text{Se } INC_{p,j} \geq CVU_{PMO_{p,t,l,m}}$$

$$CVU_{A\_D_{p,t,l,e,j}} = CVU_{A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}}$$

*Caso contrário:*

$$CVU_{A\_D_{p,t,l,e,j}} = \min(CVU_{A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}; INC_{p,j})$$

Onde:

$CVU_{A\_D_{p,t,l,e,m}}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$CVU_{A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}}$  é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU_{PMO_{p,t,l,m}}$  é o CVU utilizado na Programação do despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 17.2. Para os demais períodos de comercialização, a comparação será realizada utilizando o CVU revisado:

$$INC_{p,j} \geq CVU_{P_{p,t,l,m}}$$

$$CVU_{A\_D_{p,t,l,e,j}} = CVU_{A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}}$$

*Caso contrário:*

$$CVU_{A\_D_{p,t,l,e,j}} = \min(CVU_{A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}; INC_{p,j})$$

Onde:

$CVU_{A\_D_{p,t,l,e,m}}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Atualização da Receita Fixa

18. A receita fixa dos empreendimentos que negociaram contratos no 2º ou 3º LEN na modalidade disponibilidade é composta pelas parcelas combustível (RF<sub>Comb</sub>) e parcela demais custos (RF<sub>O&M</sub>).
- 18.1. A parcela RF<sub>Comb</sub> refere-se à inflexibilidade declarada pelo vendedor no leilão. Esta parcela é atualizada de acordo com a variação percentual do combustível da usina.
- 18.2. A parcela RF<sub>O&M</sub> refere-se aos demais custos da usina. Esta parcela é atualizada de acordo com a variação percentual do IPCA.
19. A parcela da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível, associado à declaração de inflexibilidade, é obtida em função do percentual do CVU vinculado ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade, do CVU da usina no leilão, da declaração de inflexibilidade da usina e o fator de rateio de contratos da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e} = \frac{(PCVU\_COMB_{p,t,l} * CVU\_LEILAO_{p,t,l} * INFLEX\_PROD_{p,t,l,f} * 8760 * F\_RC_{p,t,l,e,m})}{12}$$

$\forall e \in EPTL$

Onde:

RFIX\_COMB\_D<sub>p,t,l,e</sub> é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

PCVU\_COMB<sub>p,t,l</sub> é o Percentual do CVU vinculado ao custo do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

CVU\_LEILAO<sub>p,t,l</sub> é o CVU do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

INFLEX\_PROD<sub>p,t,l,f</sub> é a Inflexibilidade do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano “f”

F\_RC<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 19.1. O fator de rateio de contratos é obtido através da divisão da quantidade contratada pelo somatório de todos os contratos da usina do mesmo produto no mesmo leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$F_{RC_{p,t,l,e,m}} = \frac{QM_{e,m}}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”.

$QM_{e,m}$  Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

20. A parcela atualizada da receita fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade, com exceção dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida de acordo com as seguintes equações:

20.1. Para o empreendimento termelétrico a gás natural enquadrado no PPT, a parcela atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade equivale à parcela combustível da receita fixa multiplicada pela variação percentual do combustível referente a fevereiro, de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e} * VP\_COMB_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é da Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do combustível da parcela de usina “p”

20.2. Para os empreendimentos termelétricos a óleo diesel, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre e a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, a parcela atualizada da Receita Fixa, vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade, equivale à parcela combustível da receita fixa multiplicada pela variação percentual do combustível referente à novembro, de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e} * VP\_COMB_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a da Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do combustível da parcela de usina “p, neste caso o mês de novembro”

- 20.3. Para os demais empreendimentos, com exceção dos empreendimentos termelétricos a gás natural não enquadrados no PPT, a parcela atualizada da Receita Fixa, vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade, equivale à parcela combustível da receita fixa, multiplicada pela variação percentual do IPCA do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora, de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e} * VP\_IPCA_{l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$VP\_IPCA_{l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do combustível do contrato “e”

21. Assim como no CVU, a atualização da receita fixa poderá ocorrer em data que não coincida com o início do mês; desta forma, para obtenção de um valor mensal é realizada a ponderação considerando o valor corrente da receita fixa até o dia anterior ao reajuste e o valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.

- 21.1. A parcela atualizada e ponderada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível, associado à declaração de inflexibilidade, com exceção dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida de acordo com as seguintes equações:

- 21.1.1. Para os empreendimentos termelétricos a gás natural enquadrados no PPT, a parcela atualizada e ponderada da receita fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

- 21.1.2. Para os empreendimentos termelétricos a óleo diesel, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre e a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, a parcela atualizada e ponderada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é determinada pela razão entre: (i) o produto da parcela atualizada da receita fixa vinculada ao custo do combustível do mês anterior pelo número de dias compreendidos entre o primeiro dia corrente de novembro até o último dia da segunda semana operativa de novembro, acrescido do produto da parcela atualizada da receita fixa vinculada ao custo do combustível do mês pelo número de dias do mês compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa de novembro até o último dia do mês de novembro, e (ii) o número total de dias do mês de novembro, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:*

$$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATSN} DIAS_d) + (RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DPTSN} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e” no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de novembro

“DATSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês novembro até o último dia da segunda semana operativa do mês de novembro

“DPTSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa do mês de novembro até o último dia do mês de novembro

- 21.1.3. Para os demais empreendimentos, com exceção dos empreendimentos termelétricos a gás natural não enquadrados no PPT, a parcela atualizada da Receita Fixa, vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade, é calculada em função da razão entre: (i) a parcela atualizada da receita fixa vinculada ao custo do combustível do mês anterior multiplicada pelo número de dias do mês antes da data do reajuste, somada ao produto da parcela atualizada da receita fixa vinculada ao custo do combustível do mês pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,e,m} = \frac{(RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

Caso contrário:

$$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,e,m} = RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

22. Para os empreendimentos movidos a gás natural não enquadrados no PPT, a parcela combustível da receita fixa é dividida nas parcelas *commodity* ( $RFIX_{Comb}$ ) e transporte ( $RFIX_{O\&M}$ ).

22.1. A parcela da Receita Fixa atualizada e ponderada vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT é obtida através da soma das parcelas *commodity* e transporte atualizadas e ponderadas, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} + CT\_RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CC\_RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente *Commodity* Atualizada e Ponderada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CT\_RFIX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente Transporte Atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

22.2. A Componente *Commodity* da parcela atualizada e ponderada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT é determinada em função da razão entre: (i) à componente *commodity* atualizada da parcela da receita fixa vinculada ao custo do combustível do mês anterior, multiplicada pelo número de dias compreendidos entre o primeiro dia de novembro até o último dia da segunda semana operativa de novembro, somada ao produto da componente *commodity* atualizada da parcela da receita fixa vinculada ao custo do combustível do mês, pelo número de dias do mês compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa de novembro até o último dia do mês de novembro, e (ii) o número total de dias do mês de novembro, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:

$$CC\_RFX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATSN} DIAS_d) + (CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DPTSN} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

Caso contrário:

$$CC\_RFX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$CC\_RFX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente *Commodity* Atualizada e Ponderada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente *Commodity* Atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de novembro

“DATSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês novembro até o último dia da segunda semana operativa do mês de novembro

“DPTSN” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia da terceira semana operativa do mês de novembro até o último dia do mês de novembro

22.2.1. A Componente *Commodity* atualizada da parcela da Receita Fixa, vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade dos empreendimentos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtida em função da aplicação da variação percentual do combustível à parcela *commodity*, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:

$$CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e} * VP\_COMB_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$$

Onde:

$CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente *Commodity* Atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CC\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Componente *Commodity* da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do Combustível da parcela de usina “p”

### Importante:

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, a Componente *Commodity* Atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, do mês da última atualização ( $CC\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$ ), assumirá o valor da Componente *Commodity* da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade ( $CC\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$ ).

22.2.1.1. A Componente *Commodity* da parcela da Receita Fixa, vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT, é obtida através do maior valor entre zero e a parcela commodity do CVU subtraída da parcela transporte de acordo com a seguinte equação:

$$CC\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e} = \max(0; RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e} - CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e})$$

Onde:

$CC\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Componente *Commodity* da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Componente Transporte da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

22.3. A Componente Transporte atualizada da parcela da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT é calculada em função da aplicação da variação percentual do IPCA do mês de novembro à componente transporte da parcela da receita fixa vinculada com combustível de acordo com as seguintes equações:

$$CT\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m} = CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e} * VP\_IPCA_{l,muat}$$

Onde:

$CT\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente Transporte Atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Componente Transporte da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$VP\_IPCA_{l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do Combustível da parcela de usina “p”

### Importante:

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, a Componente Transporte Atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, do mês da última atualização ( $CT\_RFX\_COMB\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$ ), assumirá o valor da Componente Transporte da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade ( $CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$ ).

- 22.3.1. A Componente Transporte da parcela da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade dos empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e} = \frac{CTA\_COMB\_D_{p,t,l,e}}{12}$$

Onde:

$CT\_RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Componente Transporte da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$CTA\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Componente Transporte Anual vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

23. A parcela da Receita Fixa vinculada aos demais custos é obtida através da diferença positiva entre: (i) o valor da receita fixa anual da usina estabelecida no leilão dividida por 12, e (ii) a parcela da receita fixa vinculada ao custo do combustível, de acordo com a seguinte equação:

$$RFX\_DC\_D_{p,t,l,e} = \max \left( 0; \left( \frac{RFX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}}{12} \right) - RFX\_COMB\_D_{p,t,l,e} \right)$$

Onde:

$RFX\_DC\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual ofertada no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_COMB\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

24. A parcela atualizada da Receita Fixa vinculada aos demais custos nos empreendimentos que negociaram no 2º Leilão de Energia Nova ou no 3º Leilão de Energia Nova equivale à parcela da receita fixa vinculada aos demais custos, multiplicada pela variação percentual do IPCA do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_DC\_D_{p,t,l,e} * VP\_IPCA_{l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC\_D_{p,t,l,e}$  é a Receita Fixa vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”

$VP\_IPCA_{l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”  
“muat” refere-se ao mês da última atualização do contrato “e”

### **Importante:**

Para o primeiro mês de cálculo, que não seja o mês de atualização definido no contrato, a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos, do mês da última atualização ( $RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,muat}$ ) assumirá o valor da Receita Fixa vinculada aos Demais Custos ( $RFIX\_DC\_D_{p,t,l,e}$ ).

- 24.1. A parcela atualizada e ponderada da Receita Fixa vinculada aos demais custos, é obtida a partir da razão entre: (i) à parcela atualizada da receita fixa vinculada aos demais custos do mês anterior multiplicada pelo número de dias do mês antes da data do reajuste, acrescida do produto da parcela atualizada da receita fixa vinculada aos demais custos do mês pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = \frac{(RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é a da Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina, “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“DAPR” é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato “e”, até o último dia do mês de apuração “m”

25. A Receita Fixa atualizada e ponderada é obtida através da soma das parcelas atualizadas e ponderadas de combustível e demais custos de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m} = RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} + RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

26. A Receita Fixa Total dos empreendimentos é obtida através do somatório das receitas fixas atualizadas e ponderadas de todos os contratos da usina para o mesmo produto do mesmo leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_TOT_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_TOT_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

**2.2.2. Dados de Entrada do cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º ou do 3º Leilões de Energia Nova**

<b>Componente Transporte do CVU, vinculada ao custo com combustível para empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT</b>		
<b>CT_COMB<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Componente Transporte do CVU, vinculada ao custo com combustível para empreendimentos a gás natural não enquadrados no PPT da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Componente Transporte da Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade, associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CTA_COMB_D<sub>p,t,l,e</sub></b>	Descrição	Componente Transporte Anual vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e"
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável Unitário vinculada ao custo com Combustível da usina</b>		
<b>CVU_COMB<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	CVU vinculado ao custo com Combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável Unitário vinculada aos Demais Custos da usina</b>		
<b>CVU_DC<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável Unitário do Leilão</b>		
<b>CVU_LEILAO</b> <sub>p,t,l</sub>	Descrição	CVU do Leilão da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Dias do Mês de reajuste</b>		
<b>DIAS</b> <sub>d</sub>	Descrição	Dias do mês "d"
	Unidade	dias
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade do Produto</b>		
<b>INFLEX_PROD</b> <sub>p,t,l,f</sub>	Descrição	Inflexibilidade do Produto da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no ano de apuração "f"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual do Custo Variável Unitário vinculado ao custo do Combustível</b>		
<b>PCVU_COMB</b> <sub>p,t,l</sub>	Descrição	Percentual do CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM</b> <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Médio Contratado</b>		
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual ofertada no Leilão pela usina associada ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>RFIX_LEILAO_D<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Anual ofertada no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Variação Percentual do Combustível</b>		
<b>VP_COMB<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo II – Cálculo da variação do preço do gás natural para usinas enquadradas no PPT e Anexo IV – Índices para atualização monetária para o 2º e 3º LEN)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA<sub>t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação Percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo I – Cálculo da variação do Índice de preços do Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída do cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º ou do 3º Leilões de Energia Nova

<b>Custo Variável Unitário Atualizado da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CVU_A_D<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado Preliminar da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CVU_A_D_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível</b>		
<b>CVU_COMB_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Ponderado</b>		
<b>CVU_P<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>CVU_PMO<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Custo Variável Unitário utilizado na programação do despacho da usina</b>	

	Descrição	CVU utilizado na Programação de despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Atualizada e Ponderada da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>RFIX_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Total da usina</b>		
<b>RFIX_TOT<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.3. Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente

#### Objetivo:

Determinar a receita fixa e a receita variável atualizadas das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova a partir de 2007, nos Leilões de Energia Existente, conforme estabelecido nas Portarias MME nº 42, de 02/03/2007, com redação dada pelas Portarias MME nº 152, de 16/04/2008 e 175 de 16/04/2009, e na MME nº 289, de 03/05/2011. Para as usinas que negociaram nos Leilões de Fontes Alternativas, realizados a partir de 2015, a receita fixa é atualizada de acordo com as diretrizes contratuais.

**Contexto:**

A informação da receita fixa e receita variável atualizadas é base para o cálculo da receita de venda dos contratos por disponibilidade. Através do cálculo da receita de venda são fornecidos os valores a serem pagos e recebidos pelos compradores e vendedores respectivamente. A [Figura 18](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

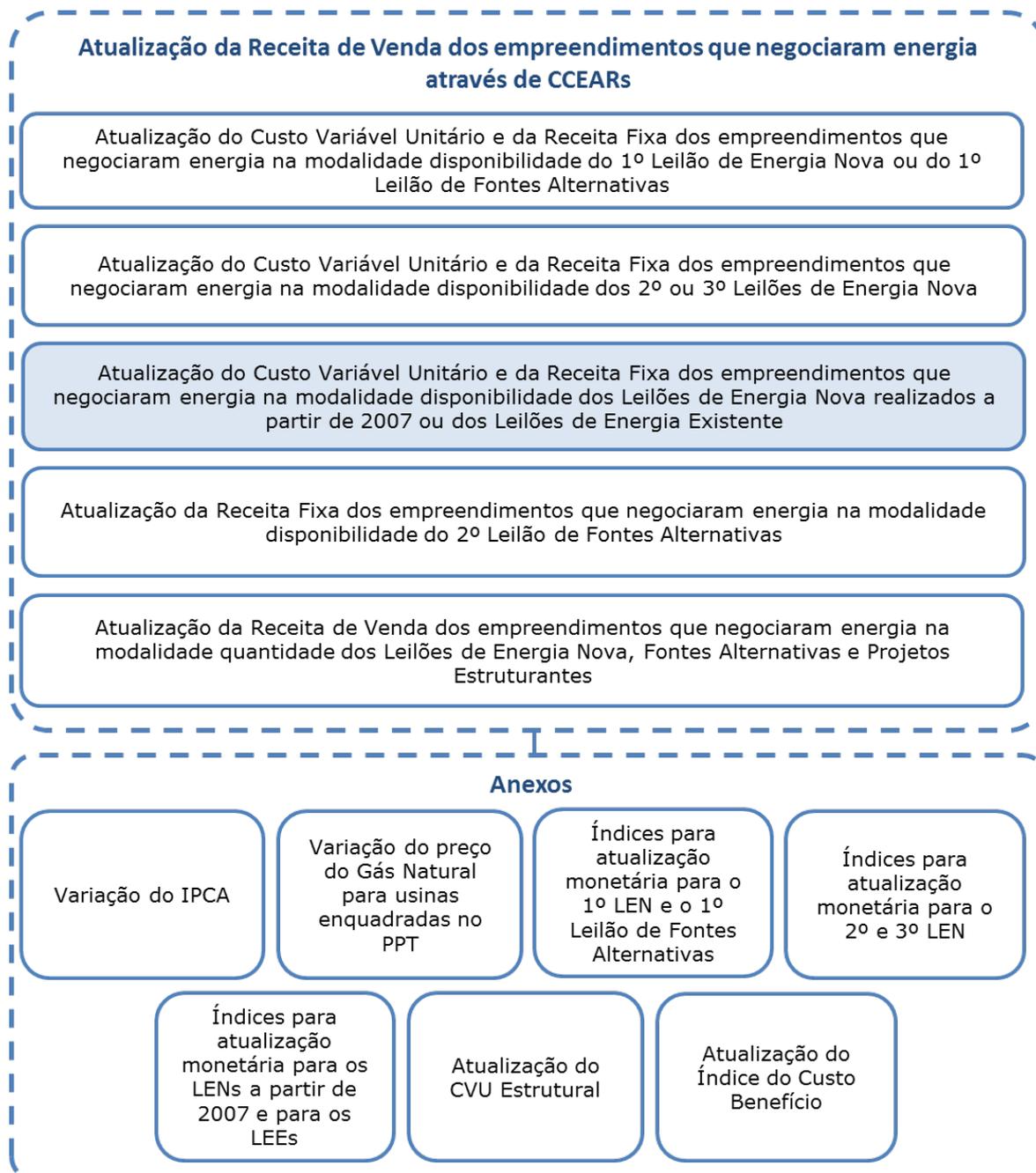


Figura 18: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 2.3.1. Detalhamento da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente

#### Atualização do Custo Variável Unitário

27. A parcela atualizada do custo variável unitário, vinculada ao custo do combustível é obtida através do produto do fator de conversão de combustível pelo preço do combustível da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_COMB\_A_{p,t,l,m} = FCONV_{p,t,l} * PCOMB_{p,t,l,m}$$

Onde:

$CVU\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FCONV_{p,t,l}$  é o Fator de Conversão de combustível para energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

28. A parcela atualizada do custo variável unitário vinculada aos demais custos é obtida através do produto do CVU vinculado aos demais custos pelo percentual de variação do IPCA.

- 28.1. Para empreendimentos comprometidos com CCEAR na modalidade disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante, o cálculo é realizado de acordo com as seguintes equações:

Se o mês de apuração for o mês de referência para atualização definido no CCEAR ([Tabela 3](#)~~Tabela 3~~):

$$CVU\_DC\_A_{p,t,l,m} = CVU\_DC_{p,t,l} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

Caso contrário:

$$CVU\_DC\_A_{p,t,l,m} = CVU\_DC\_A_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$CVU\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC_{p,t,l}$  é o CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

**Importante:**

No mês de início de suprimento, para empreendimentos comprometidos com CCEAR, será realizada a atualização do valor do CVU vinculado aos Demais Custos ( $CVU_{DC_{p,t,l}}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA do mês de referência para atualização (Tabela 3) definido no CCEAR, respeitando o prazo de 12 meses decorridos do mês "mht-1". Caso não tenha decorrido este prazo, o CVU vinculado aos Demais Custos não deve ser atualizado, assumindo, se houver, o valor calculado no mês da última atualização "muat", ou o valor cadastral do CVU vinculado aos Demais Custos ( $CVU_{DC_{p,t,l}}$ ).

Os CCEARs definem como mês base a ser utilizado para a atualização o estabelecido na Portaria MME nº42/2007 (mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão "mht-1"), entretanto deve ser considerado estabelecido nos Informes Técnicos da EPE específicos para cada leilão.

28.2. Para os demais leilões, o cálculo é realizado de acordo com as seguintes equações:

Se o mês de apuração for o mês de referência para atualização definido no CCEAR ([Tabela 3](#)~~Tabela 3~~):

$$CVU_{DC\_A_{p,t,l,m}} = CVU_{DC_{p,t,l}} * VP_{IPCA_{t,l,m}}$$

Caso contrário:

$$CVU_{DC\_A_{p,t,l,m}} = CVU_{DC\_A_{p,t,l,muat}}$$

Onde:

$CVU_{DC\_A_{p,t,l,m}}$  é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$CVU_{DC_{p,t,l}}$  é o CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"

$VP_{IPCA_{t,l,m}}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto "t" do leilão "l", no mês de apuração "m"

"muat" refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina "p"

**Importante:**

No mês de início de suprimento, para empreendimentos comprometidos com CCEAR provenientes de Leilões de Energia Nova, será realizada a atualização do valor do CVU vinculado aos Demais Custos ( $CVU_{DC_{p,t,l}}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA do mês de referência para atualização (Tabela 3) definido no CCEAR.

29. O custo variável unitário atualizado é obtido através da soma das parcelas atualizadas vinculadas ao combustível e aos demais custos de acordo com a seguinte equação:

$$CVU_{A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}} = CVU_{COMB\_A_{p,t,l,m}} + CVU_{DC\_A_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O valor obtido para o CVU Atualizado Preliminar da usina será o mesmo para todos os contratos CCEARs em que o empreendimento de geração estiver comprometido.

30. Para fins da programação do despacho da geração das usinas, após a atualização do CVU, determina-se o CVU Ponderado dos empreendimentos. Tendo em vista que para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 e os Leilões de Energia Existente o CVU Atualizado da usina será o mesmo para todos os contratos CCEARs, não é necessária ponderação, sendo este cálculo realizado a partir da soma das parcelas atualizadas do CVU vinculadas ao custo do combustível e aos demais custos da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_P_{p,t,l,m} = CVU\_COMB\_A_{p,t,l,m} + CVU\_DC\_A_{p,t,l,m}$$

Onde:

$CVU\_P_{p,t,l,m}$  é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Atualizado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Atualizado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 30.1. Devido ao fato de o custo variável unitário dos empreendimentos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente, ser determinado antes mesmo do início do mês de apuração, o CVU para o PMO será estabelecido em função do CVU Ponderado, conforme expressão que segue:

$$CVU\_PMO_{p,t,l,m} = CVU\_P_{p,t,l,m}$$

Onde:

$CVU\_PMO_{p,t,l,m}$  é o CVU utilizado na Programação de despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_P_{p,t,l,m}$  é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O valor do  $CVU\_PMO_{p,t,l,m}$  do mês de apuração "m" é utilizado pelo ONS na programação de despacho referente ao mês de aplicação "m+1". Este valor é ainda revisado no início do mês "m+1", sendo utilizado os dados mais recentes disponíveis para a atualização do preço do combustível.

31. O CVU Atualizado será obtido através da comparação entre o CVU utilizado pelo despacho pelo ONS, e o CVU encaminhado pela CCEE para o PMO e suas revisões, conforme seguintes comandos:

31.1. Para períodos de comercialização referentes a semanas operativas que utilizam o CVU calculado para o PMO, a comparação será realizada com relação ao respectivo CVU, conforme seguintes equações:

$$\begin{aligned} \text{Se } INC_{p,j} &\geq CVU\_PMO_{p,t,l,m} \\ CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} &= CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} = \min(CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}; INC_{p,j})$$

Onde:

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no mês de apuração "m"

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no mês de apuração "m"

$CVU\_PMO_{p,t,l,m}$  é o CVU utilizado na Programação do despacho da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

31.2. Para os demais períodos de comercialização, a comparação será realizada utilizando o CVU revisado:

$$\begin{aligned} INC_{p,j} &\geq CVU\_P_{p,t,l,m} \\ CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} &= CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m} \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} = \min(CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}; INC_{p,j})$$

Onde:

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no mês de apuração "m"

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica "p", por período de comercialização "j"

CVU\_A\_D\_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub> é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_P<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Atualização da Receita Fixa

32. A parcela da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível, associado à declaração de inflexibilidade para os empreendimentos é obtida através do menor valor entre: (i) o produto da declaração de inflexibilidade, pelo o fator de conversão de combustível da usina, e pelo preço de referência do combustível, e (ii) o somatório da receita fixa de todos os contratos da usina para cada produto de cada leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_COMB_{p,t,l,m} = \min \left( \left( \sum_{e \in EPTL} \frac{INFLEX\_PROD_{p,t,l,f} * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m * FCONV_{p,t,l} * PRCOMB_{p,t,l} * F\_RC_{p,t,l,e,m}}{MESES\_C_{e,f}} \right); \left( \sum_{e \in EPTL} \right) \right)$$

Onde:

RFIX\_COMB<sub>p,t,l,m</sub> é Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

INFLEX\_PROD<sub>p,t,l,f</sub> é a Inflexibilidade do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano “f”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

F\_RC<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

FCONV<sub>p,t,l</sub> é o Fator de Conversão de combustível para energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

PRCOMB<sub>p,t,l</sub> é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

RFIX\_LEILAO\_D<sub>p,t,l,e,f</sub> é a Receita Fixa anual ofertada no Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

MESES\_C<sub>e,f</sub> refere-se a quantidade de meses nos quais o contrato “e” está vigente, no ano de apuração “f”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

- 32.1. O fator de rateio de contratos é obtido através da divisão da quantidade contratada pelo somatório de todos os contratos da usina do mesmo produto no mesmo leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_RC_{p,t,l,e,m} = \frac{QM_{e,m}}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”.

$QM_{e,m}$  Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

33. Para as usinas a biomassa, com CVU nulo, que negociaram energia em leilões realizados antes de 2011, ou usinas termelétricas, com CVU não nulo, a receita é obtida através do somatório da razão entre a receita fixa de todos os contratos da usina associado a cada produto de cada leilão e o número de meses do ano nos quais esses contratos estão vigentes, subtraído da parcela da receita fixa vinculada ao custo do combustível, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX_{DC_{p,t,l,m}} = \sum_{e \in EPTL} \frac{RFIX_{LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}}}{MESES_{C_{e,f}}} - RFIX_{COMB_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$RFIX_{DC_{p,t,l,m}}$  é Receita Fixa vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}}$  é a Receita Fixa anual ofertada no Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

$RFIX_{COMB_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MESES_{C_{e,f}}$  refere-se a quantidade de meses nos quais o contrato “e” está vigente, no ano de apuração “f”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

34. A parcela atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é obtida de acordo com o tipo de combustível:
- 34.1. Para as usinas a biomassa com CVU, ou ainda carvão mineral nacional, a parcela atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é atualizada pelo IPCA, conforme a seguinte equação:

$$RFIX_{COMB\_A_{p,t,l,m}} = RFIX_{COMB_{p,t,l,m}} * \frac{NIPCA_{muat-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

Onde:

$RFIX_{COMB\_A_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada aos demais custos da parcela de usina “p”

### **Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês “mht-1”.

Os CCEARs definem como mês base a ser utilizado para a atualização, o estabelecido na Portaria MME nº42/2007 (mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”), entretanto deve ser considerado o estabelecido nos Informes Técnicos da EPE específicos para cada leilão.

34.2. Para as usinas a Gás Natural que negociaram energia nos Leilão de Energia Existente realizados de 2018 em diante, a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível é obtida através da Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética multiplicado pelo Fator de conversão e pelo Preço do Combustível, de acordo como segue:

$$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m} = INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m} * FCONV_{p,t,l} * PM\_GN_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}$  é Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FCONV_{p,t,l}$  é o Fator de Conversão de combustível para energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$PM\_GN_{p,t,l,m}$  é o Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

34.2.1. A Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto é obtida através da Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da EPE multiplicado pelo (i) número de horas no mês e (ii) o Percentual da garantia física, constante na habilitação técnica da usina “p” que foi comprometida no produto “t” do leilão “l”, de acordo como segue:

$$INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m} = INFLEX\_M\_EPE_{p,m} * M\_HORAS_m * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

Onde:

$INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}$  é Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_EPE_{p,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

34.3. Para as demais usinas, a parcela atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é obtida de acordo com as seguintes equações:

34.3.1. Para o ano anterior à data de início de suprimento, a parcela atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é obtida através do produto da parcela da receita fixa vinculada ao custo do combustível pela variação percentual do combustível do mês de atualização definido no CCEAR (~~Tabela 3~~Tabela 3), de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m} = RFIX\_COMB_{p,t,l,m} * VP\_COMB_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do combustível da parcela de usina “p”

34.3.2. A partir do primeiro ano de início de suprimento, a parcela atualizada da Receita Fixa vinculada ao custo do combustível associado à declaração de inflexibilidade é obtida através do produto da parcela da receita fixa vinculada ao custo do combustível pela razão entre: (i) o somatório do preço do combustível, multiplicado pela geração inflexível de cada mês nos últimos 12 meses, e (ii) o preço de referência do combustível, multiplicado pelo somatório da geração inflexível da usina nos últimos 12 meses anteriores ao mês de atualização definido no CCEAR (~~Tabela 3~~Tabela 3), de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m} = RFIX\_COMB_{p,t,l,m} * \frac{\sum_{m \in 12MUAT} (PCOMB_{p,t,l,m} * \sum_{j \in m} G\_INFLEX_{p,t,l,j})}{PRCOMB_{p,t,l} * \sum_{12MUAT} \sum_{j \in m} G\_INFLEX_{p,t,l,j}}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“12MUAT” é o conjunto de 12 meses que antecedem o mês de atualização “muat” (“muat-12” a “muat-1”)

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada ao custo do combustível da parcela de usina “p”

### **Importante:**

O cálculo da Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade se aplica apenas às usinas termelétricas com CVU diferente de zero.

Para usinas comprometidas com Leilão de Energia Nova, o valor da Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível ( $RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$ ) é obtido utilizando a Variação Percentual do Combustível ( $VP\_COMB_{p,t,l,m}$ ) do mês de referência para atualização (Tabela 3) definido no CCEAR, até o mês da primeira atualização. Tal situação se repete para o 12º LEN no segundo ano de suprimento

Para usinas comprometidas com o Leilão de Energia Existente o valor da Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível ( $RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$ ) assumirá o valor Receita Fixa vinculada ao custo do Combustível ( $RFIX\_COMB_{p,t,l,m}$ ) até o mês da primeira atualização.

35. A parcela atualizada da Receita Fixa vinculada aos demais custos é obtida através do produto da parcela da receita fixa vinculada aos demais custos pela variação percentual do IPCA do mês de atualização definido no CCEAR (~~Tabela 3~~**Tabela 3**):

35.1. Para as usinas termelétricas, exceto biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR proveniente de leilões realizados de 2011 em diante, o cálculo é realizado de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos que preveem atualização da Receita Fixa vinculada aos demais custos durante a sua vigência:*

$$RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m} = RFIX\_DC_{p,t,l,m} * \frac{NIPCA_{muat-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

*Caso Contrário:*

$$RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m} = RFIX\_DC_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada aos demais custos da parcela de usina “p”

#### **Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês do mês “mht-1”.

Os CCEARs definem como mês base a ser utilizado para a atualização o estabelecido na Portaria MME nº42/2007 (mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”), entretanto deve ser considerado o estabelecido nos Informes Técnicos da EPE específicos para cada leilão.

35.2. Para os demais empreendimentos, o cálculo é realizado de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m} = RFIX\_DC_{p,t,l,m} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DC_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada aos demais custos da parcela de usina “p”

**Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês subsequente ao mês de realização do leilão.

36. Para as usinas eólicas, solares ou termelétrica a biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram energia em leilões realizados de 2011 em diante, a receita fixa unitária e a ponderada são calculadas conforme as seguintes linhas de comando:

36.1. Para as usinas eólicas, solares ou termelétrica a biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram energia em leilões realizados de 2011 em diante, a Receita Fixa unitária Original é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_U\_ORI_{p,t,l,f} = \frac{RFIX\_LEILAO\_ORI_{p,t,l,f}}{MONT\_ORI_{p,t,l,f}} \\ f=f^{CCEAR}$$

Onde:

$RFIX\_U\_ORI_{p,t,l,f}$  é a Receita Fixa Unitária Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_LEILAO\_ORI_{p,t,l,f}$  é a Receita Fixa Original do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$MONT\_ORI_{p,t,l,f}$  é o Montante Original de Energia Vendida no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

Tanto a Receita Fixa Original do Leilão ( $RFIX\_LEILAO\_ORI$ ) como o Montante Original de Energia Vendida no Leilão ( $MONT\_ORI$ ) podem ser alterados mediante publicação de ato regulatório que altere a Receita Fixa do empreendimento em proporção diferente do montante contratado.

36.2. Para as usinas eólicas, solares ou termelétrica a biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram energia em leilões realizados de 2011 em diante, a Receita Fixa unitária é atualizada no mês de referência para atualização definido no CCEAR de acordo com a seguinte equação:

*Se o produto prever atualização da Receita Fixa vinculada aos demais custos durante o suprimento:*

$$RFIX\_U_{p,t,l,m} = RFIX\_U\_ORI_{p,t,l,f} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

*Caso Contrário:*

$$RFIX\_U_{p,t,l,m} = RFIX\_U\_ORI_{p,t,l,f}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

$RFIX_{U_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{U\_ORI_{p,t,l,f}}$  é a Receita Fixa Unitária Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês subsequente ao mês de realização do leilão.

36.3. A Receita Fixa Atualizada e Ponderada é obtida através da soma das parcelas combustível e demais custos da usina multiplicada pelo fator de rateio de contratos de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}} = RFIX_{U_{p,t,l,m}} * QM_{e,m}$$

Onde:

$RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{U_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

37. Para as usinas a biomassa, com CVU nulo, que negociaram energia em leilões realizados antes de 2011, ou usinas termelétricas, com CVU não nulo, a receita fixa é ponderada e totalizada conforme as seguintes linhas de comando:

37.1. A Receita Fixa Atualizada e Ponderada é obtida através da soma das parcelas combustível e demais custos da usina multiplicada pelo fator de rateio de contratos de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}} = (RFIX_{COMB\_A_{p,t,l,m}} + RFIX_{DC\_A_{p,t,l,m}}) * F_{RC_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{COMB\_A_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{DC\_A_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

37.2. A Receita Fixa Total é obtida através da soma das parcelas atualizadas de combustível e demais custos de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX_{TOT_{p,t,l,m}} = RFIX_{COMB_{p,t,l,m}} + RFIX_{DC_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$RFIX_{TOT_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{COMB_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{DC_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 2.3.2. Dados de Entrada do cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente

<b>Custo Variável Unitário vinculado aos Demais Custos da usina</b>		
<b>CVU_DC<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	O CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Conversão de Combustível</b>		
<b>FCONV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Fator de conversão de combustível para energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Declaração de Inflexibilidade</b>		
<b>INFLEX<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível</b>		
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (ANEXO I – Cálculo da Geração Total do Agente Comprometido com Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cota de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética</b>		
<b>INFLEX_M_EPE<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade do Produto</b>		
<b>INFLEX_PROD<sub>p,t,l,fk</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade do Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano “f”
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Meses do Contrato</b>		
<b>MESES_C<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade de meses nos quais o contrato “e” está vigente, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Médio Contratado</b>		
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Original de Energia do Leilão</b>		
<b>MONT_ORI<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Montante Original de Energia Vendida no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh Médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Percentual da garantia física comprometida com montantes vigentes contratados no leilão</b>		
<b>PC_LEILAO<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com montantes vigentes contratados no produto “t” do leilão “l”
	Unidade	n.a.

	Fornecedor	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural</b>		
<b>PM_GN<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (ANEXO V - Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço do Combustível</b>		
<b>PCOMB<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/unidade do combustível
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (ANEXO V - Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Referência do Combustível</b>		
<b>PRCOMB<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Preço de referência do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/unidade do combustível
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (ANEXO V - Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Receita Fixa Original do Leilão</b>		
<b>RFIX_LEILAO_ORI</b> <sub>p,t,l</sub> ,f	Descrição	Receita Fixa Original do Leilão da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no ano de apuração "f"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa anual ofertada no Leilão da usina</b>		
<b>RFIX_LEILAO_D</b> <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Receita Fixa anual ofertada no Leilão da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no ano de apuração "f"
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA</b> <sub>t,l,m</sub>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o produto "t" do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (ANEXO I – Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Variação percentual do combustível</b>		
<b>VP_COMB</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Variação percentual do combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo II – Cálculo da variação do preço do gás natural para usinas enquadradas no PPT e Anexo V – Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**2.3.3. Dados de Saída do cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente**

<b>Custo Variável Unitário Atualizado da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CVU_A_D<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Custo Variável Unitário Atualizado Preliminar da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>CVU_A_D_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Custo Variável Unitário Ponderado para usina</b>		
<b>CVU_P<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>CVU_PMO<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Custo Variável Unitário utilizado na programação do despacho da usina</b>
----------------------------------	--

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>CVU utilizado na Programação de despacho da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Positivos</p>
	<b>Fator de Rateio de Contratos</b>	
<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”</p> <p>n.a.</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Receita Fixa Unitária Original</b>	
<b>RFIX_U_OR<sub>p,t,l,f</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Receita Fixa Unitária Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Positivos</p>
	<b>Receita Fixa Atualizada e Ponderada da usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>	
<b>RFIX_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”</p> <p>R\$</p> <p>Positivos</p>
	<b>Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade</b>	
<b>RFIX_COMB_A<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p>R\$</p> <p>Positivos</p>
<b>RFIX_DC_A<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da usina</b>	

	Descrição	Receita Fixa Atualizada vinculada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Unitária</b>		
<b>RFIX_U<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Total da usina</b>		
<b>RFIX_TOT<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto</b>		
<b>INFLEX_M_EPE_PR OD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.4. Atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas

##### Objetivo:

Determinar a receita fixa atualizada das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade que negociaram energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas.

##### Contexto:

A informação da receita fixa atualizada é base para o cálculo da receita de venda dos contratos por disponibilidade. Através do cálculo da receita de venda são fornecidos os valores pagos e recebidos pelos compradores e vendedores respectivamente. A [Figura 19](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo.

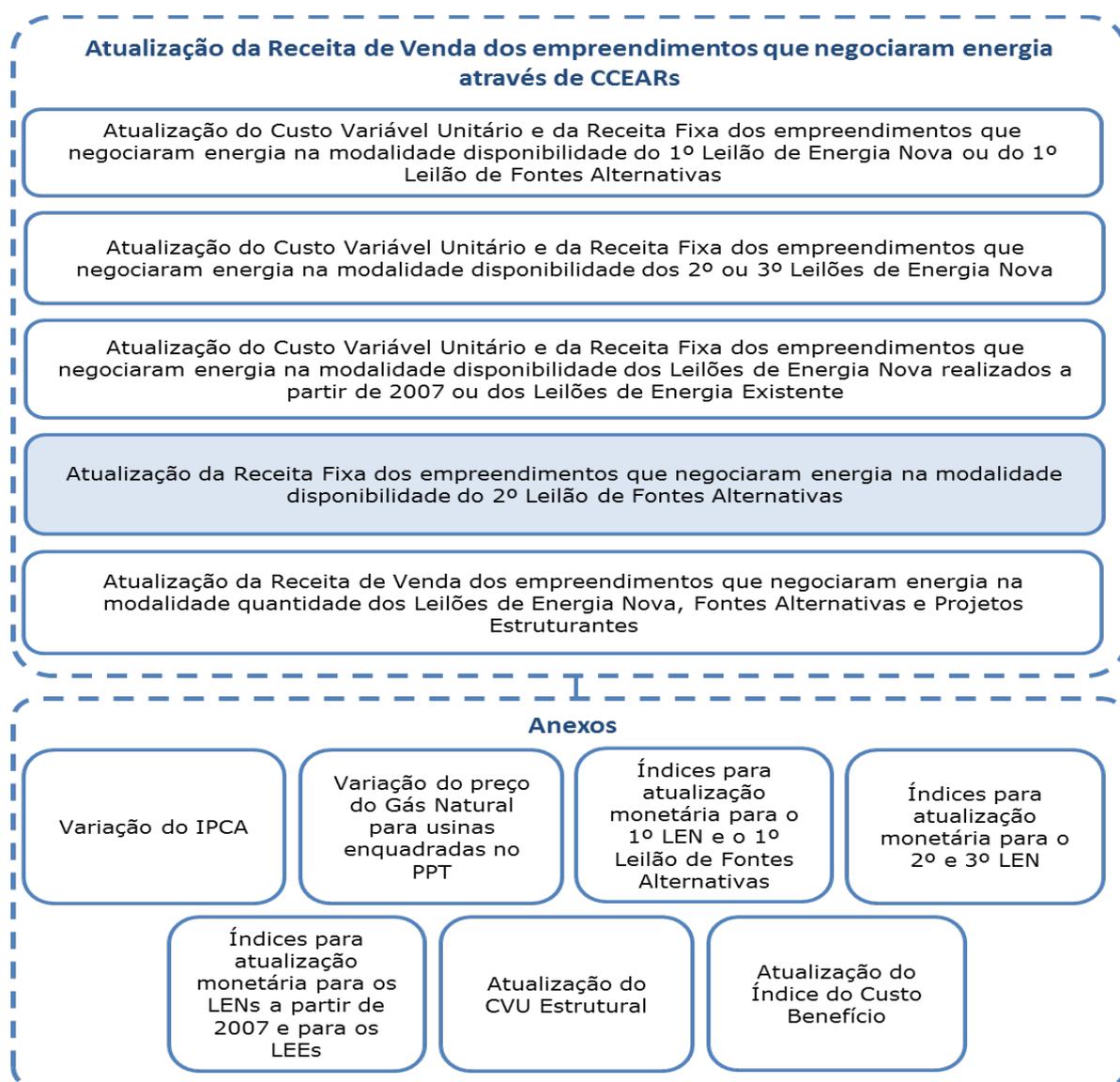


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

#### 2.4.1. Detalhamento da atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas

**Importante:**

Para empreendimentos que negociaram energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas o Custo Variável Unitário (CVU) assumirá o valor de zero, e não será utilizado para cálculo da Receita de Venda.

#### Atualização da Receita Fixa

38. A Receita Fixa Mensal Atualizada dos empreendimentos que negociaram no 2º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através do somatório da receita fixa de todos os contratos associados e divisão da receita fixa anual por 12, ajustada pela variação percentual do IPCA do mês de novembro, de acordo com as seguintes equações:

$$RFIX\_CCEAR\_MA_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}}{12} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$RFIX\_CCEAR\_MA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal Atualizada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no ano de apuração “f”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa da parcela de usina “p”

39. A Parcela Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada é obtida através do produto da parcela da Receita Fixa Mensal Atualizada pelo Fator de Rateio de contratos, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_CCEAR\_MAP_{p,t,l,e,m} = RFIX\_CCEAR\_MA_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_CCEAR\_MAP_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”

$RFIX\_CCEAR\_MA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal Atualizada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração “m”

- 39.1. O fator de rateio de contratos é obtido através da divisão da quantidade contratada pelo somatório de todos os contratos da usina do mesmo produto no mesmo leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_RC_{p,t,l,e,m} = \frac{QM_{e,m}}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”.

$QM_{e,m}$  Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

40. A Receita Fixa Anual Atualizada é obtida através do somatório da receita fixa de todos os contratos associados, ajustado pela variação percentual do IPCA, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_CCEAR\_AA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

$$f=f^{CCEAR}$$

Onde:

$RFIX\_CCEAR\_AA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a da Receita Fixa Anual Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa da parcela de usina “p”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### Importante:

O mês de referência do cálculo da Receita Fixa Anual Atualizada ( $RFIX\_CCEAR\_AA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$ ) é o último do ano contratual, ou o mês de rescisão contratual.

Por sua vez, a Variação Percentual do IPCA será a calculada no último mês de novembro.

41. A Receita Fixa Quadrienal Atualizada é obtida através do produto da somatória das receitas fixas anuais pertencentes ao quadriênio pela variação do IPCA, de acordo com a seguinte expressão:

$$RFIX\_CCEAR\_QD_{p,t,l,e,q} = \left( \sum_{f^{CCEAR} \in q} RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f} \right) * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

$$f=f^{CCEAR}$$

Onde:

$RFIX\_CCEAR\_QD_{p,t,l,e,q}$  é a Receita Fixa Quadrienal Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração “q”

$RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa da parcela de usina “p”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

**Importante:**

O mês de referência do cálculo da Receita Fixa Quadrienal Atualizada (RFIX\_CCEAR\_QD<sub>p,t,l,e,q</sub>) é o último do quadriênio contratual, ou o mês de rescisão contratual.

Por sua vez, a Variação Percentual do IPCA será a calculada no último mês de novembro.

42. Para as usinas eólicas que negociaram energia no 2º LFA, a Receita Fixa Unitária Original é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_U\_ORI_{p,t,l,f} = \frac{RFIX\_LEILAO\_ORI_{p,t,l,f}}{MONT\_ORI_{p,t,l,f}}_{f=f^{CCEAR}}$$

Onde:

RFIX\_U\_ORI<sub>p,t,l,f</sub> é a Receita Fixa Unitária Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

RFIX\_LEILAO\_ORI<sub>p,t,l,f</sub> é a Receita Fixa Original do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

MONT\_ORI<sub>p,t,l,f</sub> é o Montante Original de Energia Vendida no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

Tanto a Receita Fixa Original do Leilão (RFIX\_LEILAO\_ORI) como o Montante Original de Energia Vendida no Leilão (MONT\_ORI) podem ser alterados mediante publicação de ato regulatório que altere a Receita Fixa do empreendimento em proporção diferente do montante contratado.

- 42.1. Para as usinas eólicas que negociaram energia no 2º LFA, a Receita Fixa unitária é atualizada no mês de novembro pela variação do IPCA de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_U_{p,t,l,m} = RFIX\_U\_ORI_{p,t,l,f} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

$$\forall m \in f$$

Onde:

RFIX\_U<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

RFIX\_U\_ORI<sub>p,t,l,f</sub> é a Receita Fixa Unitária Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no ano de apuração “f”

VP\_IPCA<sub>t,l,m</sub> é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês subsequente ao mês de realização do leilão.

**2.4.2. Dados de Entrada do cálculo da atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas**

<b>Montante Original de Energia do Leilão</b>		
<b>MONT_ORI<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Montante Original de Energia Vendida no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual ofertada no leilão</b>		
<b>RFIX_LEILAO_D<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato com a Distribuidora, “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Original do Leilão</b>		
<b>RFIX_LEILAO_ORI<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Original do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA<sub>t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo I – Cálculo da Variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.4.3. Dados de Saída do cálculo da atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas

	<b>Fator de Rateio de Contratos</b>	
<b>F<sub>RC</sub><sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Receita Fixa Anual Atualizada</b>	
<b>RFIX_CCEAR_AA<sub>p,t,l,f</sub></b> CCEAR	Descrição	Receita Fixa Anual Atualizada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no Ano de apuração, “f <sup>CCEAR</sup> ”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Receita Fixa Mensal Atualizada</b>	
<b>RFIX_CCEAR_MA<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Mensal Atualizada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada</b>	
<b>RFIX_CCEAR_MAP<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Receita Fixa Quadrienal Atualizada</b>		
<b>RFIX_CCEAR_QD<sub>p,t,l</sub></b> e,q	Descrição	Receita Fixa Quadrienal Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração “q”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Unitária Original</b>		
<b>RFIX_U_OR<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Unitária Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

## 2.5. Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes

### Objetivo:

Atualizar a Receita de Venda dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia na modalidade quantidade nos Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes.

### Contexto:

Para os contratos, na modalidade quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, a CCEE é responsável por apurar a receita de venda, sobre qual será determinado os valores a serem pagos e recebidos pelos compradores e vendedores respectivamente. Porém, para realização da liquidação centralizada do MSCD de Energia Nova, é necessário que os preços de venda atualizados de todos os Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes na modalidade quantidade sejam apurados. A [Figura 20](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

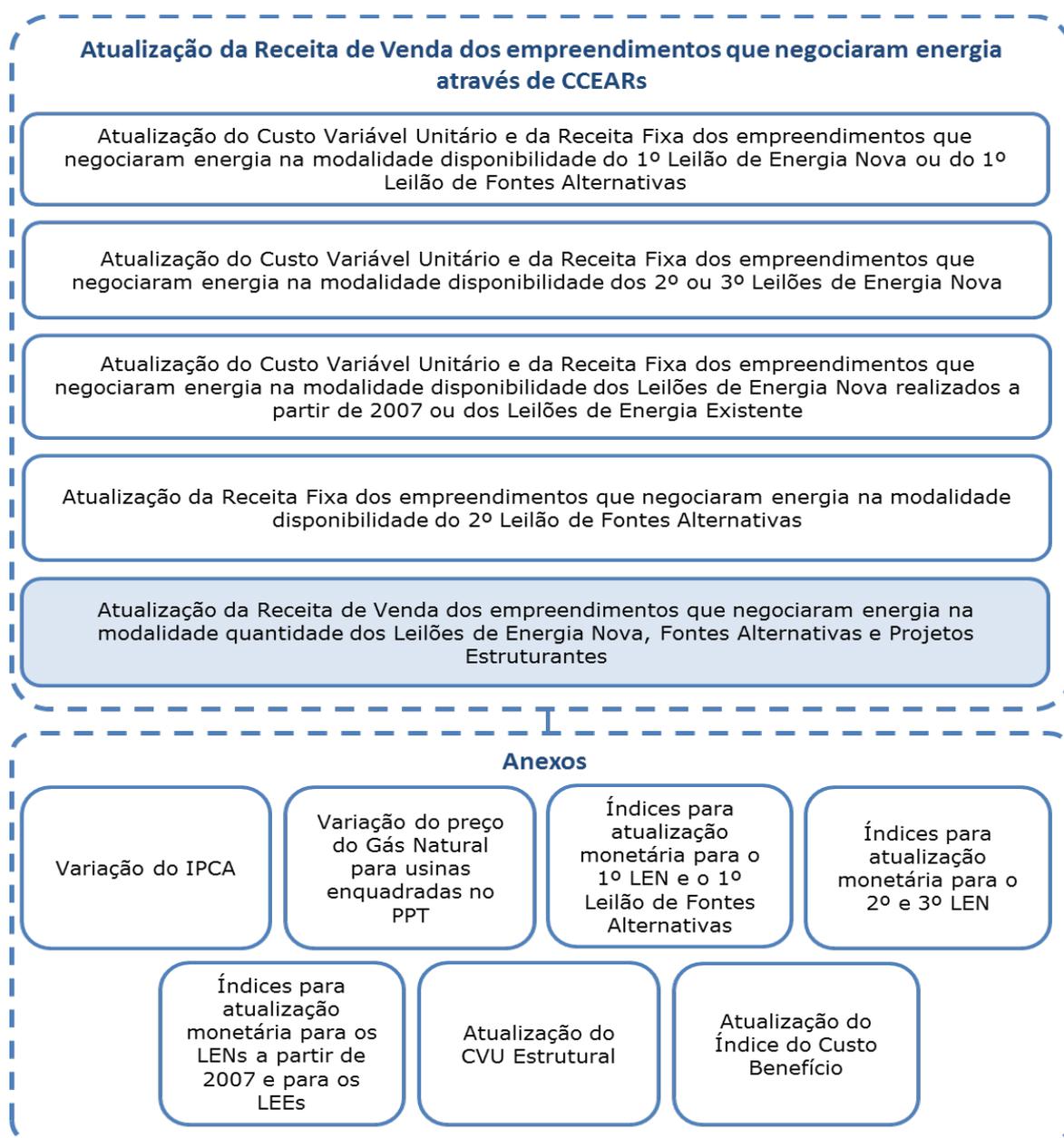


Figura 20: Esquema Geral do Módulo de Regras “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 2.5.1. Detalhamento da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes

43. O Preço de Venda do CCEAR dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante é atualizado no mês definido no CCEAR, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual a janeiro:*

$$PV\_CCEAR_{p,t,l,m} = PV\_LEILAO_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

*Caso Contrário:*

$$PV\_CCEAR_{p,t,l,m} = PV\_CCEAR_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PV\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Preço de Venda do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa da parcela de usina “p”

### Importante:

No mês de início de suprimento, ou quando não houve histórico associado ao “muat”, será calculado o Preço de Venda atualizado ( $PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA do mês de janeiro.

44. O Preço de Venda do CCEAR dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados anteriormente ao ano de 2011, nos Leilões de Fontes Alternativas ou Leilões de Projetos Estruturantes, é definido pela média ponderada dos contratos, de acordo com as seguintes equações:

$$PV\_CCEAR_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECCEARQ \\ e \in ELEN}} (QM_{e,m} * PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m})}{\sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECCEARQ \\ e \in ELEN}} QM_{e,m}}$$

Onde:

$PV\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado e Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, associado ao contrato “e” da distribuidora, no mês de apuração “m”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade da parcela de usina “p”

“ELEN” é o Conjunto de Contratos oriundos do Leilão de Energia Nova

**Importante:**

No mês de início de suprimento, ou quando não houver histórico associado ao "muat", será calculado o Preço de Venda Atualizado ( $PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA no mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora.

Quando todos os valores  $QM_{e,m}$  para os contratos do conjunto "EPTL" forem iguais a zero ou não existirem, o cálculo do  $PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$  deve ser obtido pela média aritmética dos valores de  $PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m}$  dos contratos.

- 44.1. Para os empreendimentos hidráulicos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova, realizados antes de 2011, nos Leilões de Fontes Alternativas ou Leilões de Projetos Estruturantes, a correção do Preço de Venda poderá ocorrer em uma data que não coincida com o início do mês. Desta forma, para obtenção de um valor mensal, é realizada a ponderação considerando o valor corrente da receita fixa até o dia anterior à data do reajuste e o valor atualizado a partir da data do reajuste até o final do mês de apuração.
- 44.2. O Preço de Venda do CCEAR Atualizado e Ponderado dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados anteriormente ao ano de 2011, nos Leilões de Fontes Alternativas ou Leilões de Projetos Estruturantes, é obtido através da razão entre: (i) o produto do Preço de Venda do CCEAR do mês anterior pelo o número de dias do mês antes da data do reajuste, somado ao produto do Preço de Venda do CCEAR do mês pelo número de dias do mês após a data do reajuste, e (ii) o número total de dias do mês de reajuste, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m} = \frac{(PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m} = PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado e Ponderado da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", associado ao contrato "e" da distribuidora, no mês de apuração "m"

$PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", associado ao contrato "e" da distribuidora, no mês de apuração "m"

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

"DATR" é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato "e", no mês de apuração "m"

"DAPR" é o conjunto de dias compreendidos entre a data de reajuste do contrato "e", até o último dia do mês de apuração "m"

- 44.2.1. O Preço de Venda do CCEAR, por contrato, dos empreendimentos hidráulicos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011, nos Leilões de Fontes Alternativas ou Leilões de Projetos Estruturantes, é atualizado preliminarmente no mês definido no CCEAR, de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m} = PV\_LEILAO_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m} = PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,muat}$$

Onde:

$PV\_CCEAR\_A_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, associado ao contrato “e” da distribuidora, no mês de apuração “m”

$PV\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Preço de Venda do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa da parcela de usina “p”, associado ao CCEAR por quantidade “e”

#### **Importante:**

Quando não houver histórico associado ao “muat”, será calculado o Preço de Venda atualizado ( $PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA no mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora do ano anterior.

45. Por fim, o Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade consolidado o preço de venda de todos os leilões, conforme a expressão abaixo:

*Para os empreendimentos hidráulicos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante:*

$$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m} = PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$$

$$\forall e \in EPTLQ$$

*Caso contrário:*

$$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m} = PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m}$$

$$\forall e \in EPTLQ$$

Onde:

$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração “m”

$PV\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PV\_CCEAR\_AP_{p,t,l,e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado e Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, associado ao contrato “e” da distribuidora, no mês de apuração “m”

“EPTLQ” é o conjunto de contratos “e” por quantidade, associados a parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

46. O fator de rateio de contratos é obtido através da divisão da quantidade contratada pelo somatório de todos os contratos da usina do mesmo produto no mesmo leilão, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_RC_{p,t,l,e,m} = \frac{QM_{e,m}}{\sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECCEARQ \\ e \in ELEN}} QM_{e,m}}$$

Onde:

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”.

$QM_{e,m}$  Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade da parcela de usina “p”

“ELEN” é o Conjunto de Contratos oriundos do Leilão de Energia Nova

### 2.5.2. Dados de Entrada da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes

<b>Dias do Mês de reajuste</b>		
<b>DIAS<sub>d</sub></b>	Descrição	Dias do mês “d”
	Unidade	dias
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA<sub>t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.

	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo I – Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Preço de Venda do Leilão</b>	
PV_LEILAO <sub>p,t,l</sub>	Descrição	Preço de Venda do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>	
QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**2.5.3. Dados de Saída da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante.**

	<b>Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade</b>	
PV_CCEAR_FINAL <sub>e,m</sub>	Descrição	Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Preço de Venda do CCEAR</b>	
PV_CCEAR <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
<b>F<sub>RC</sub><sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

#### 3.1. ANEXO I – Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA

##### Objetivo:

Determinar a variação percentual do IPCA para atualização da receita de venda das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade.

##### Contexto:

As usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade recebem mensalmente dos compradores os valores referentes à receita de venda. Estes valores são atualizados e, de acordo com a componente da receita a ser atualizada, o índice a ser utilizado é o IPCA. A [Figura 21](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

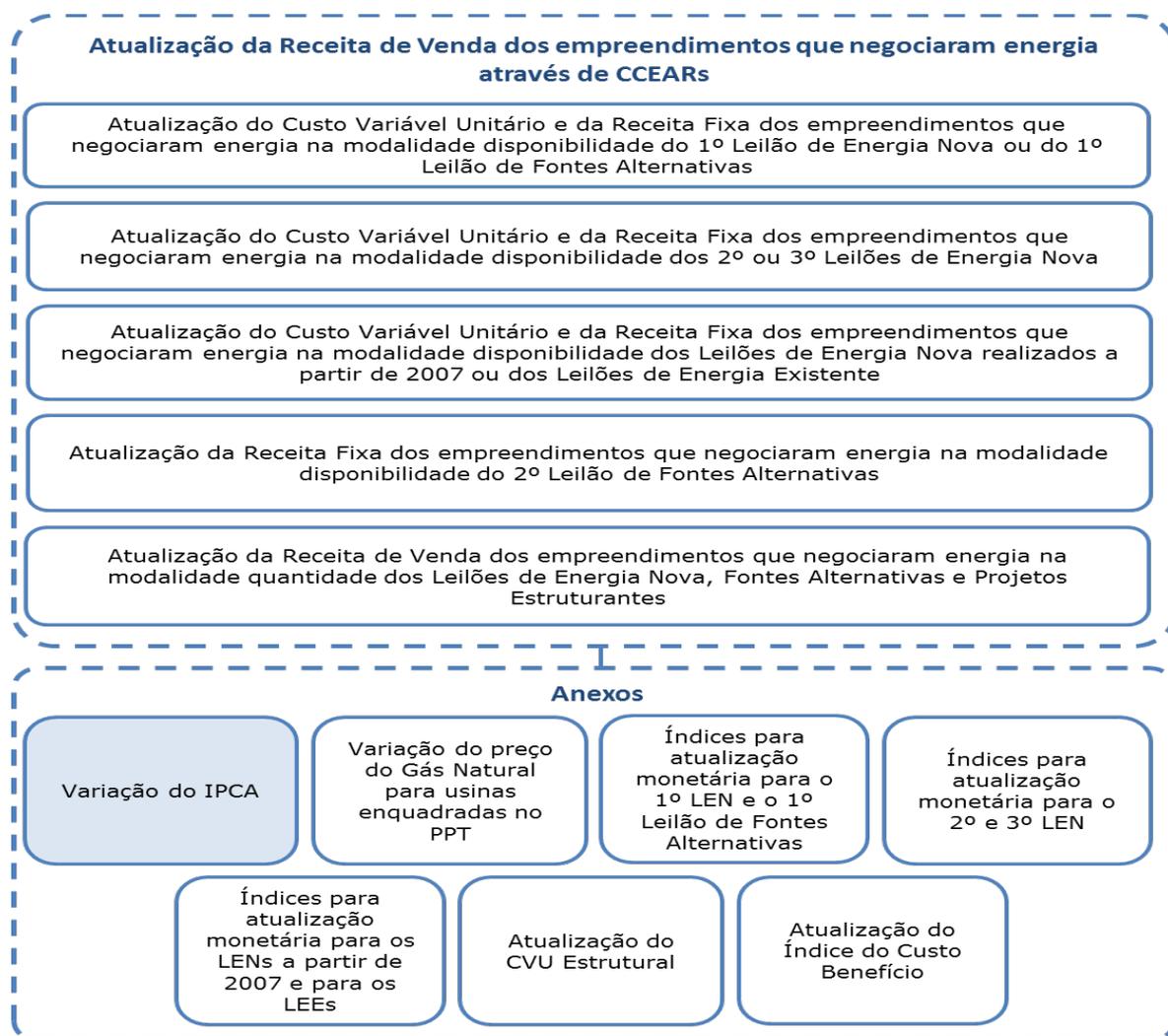


Figura 21: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 3.1.1. Cálculo da variação do IPCA

O processo de cálculo da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), é composto pelos seguintes comandos e expressões:

47. A variação percentual do IPCA é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$VP\_IPCA_{t,l,m} = \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}}$$

Onde:

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“ml” é o mês de referência para reajuste do leilão

**Importante:**

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Cada leilão possui um mês de referência para o reajuste, conforme definido em cada CCEAR.

### 3.1.2. Dados de Entrada do Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA

Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor		
NIPCA <sub>m</sub>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.3. Dados de Saída do Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA

Variação Percentual do IPCA		
VP_IPCA <sub>t,l,m</sub>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o produto "t" do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

## 3.2. ANEXO II – Cálculo da variação do preço do Gás Natural para usinas enquadradas no PPT

### Objetivo:

Determinar a variação percentual do combustível para atualização da receita de venda das usinas movidas a gás natural enquadradas no PPT comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade.

### Contexto:

As usinas movidas a gás natural enquadradas no PPT comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade recebem mensalmente dos compradores os valores referentes à receita de venda. Para essas usinas é calculado o índice de atualização do preço do combustível separadamente em função do enquadramento no PPT. A [Figura 22](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

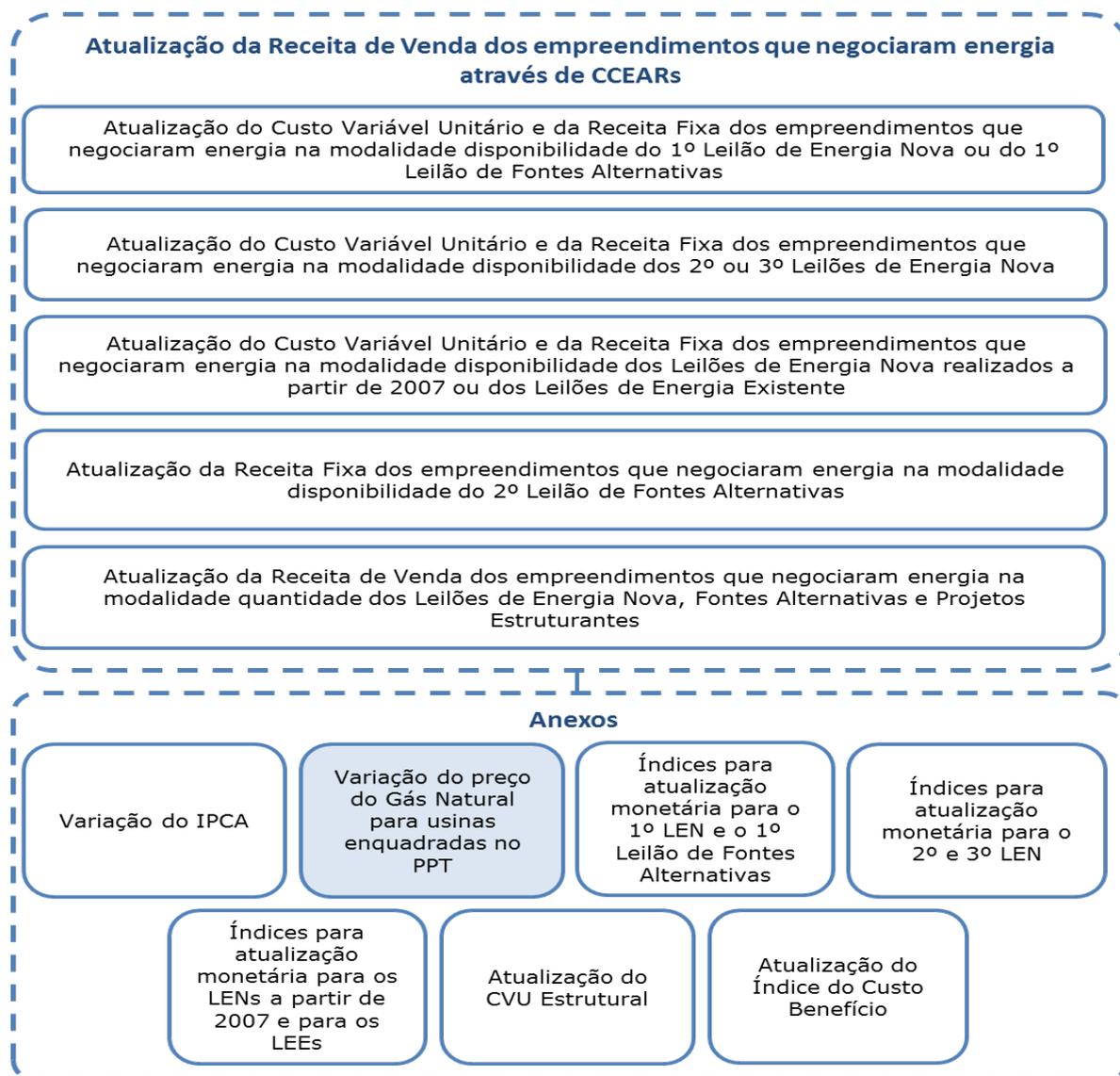


Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 3.2.1. Cálculo da Variação do preço do Gás Natural para usinas enquadradas no PPT

O processo de cálculo da variação do preço do gás natural para usinas enquadradas no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) é composto pelos seguintes comando e expressões:

48. A variação percentual do gás natural para empreendimentos termelétricos enquadradas no PPT é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{GAS\_PPT_{p,t,l,m-1}}{GAS\_PPT_{p,t,l,ml}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GAS\_PPT_{p,t,l,m}$  é o Preço de Referência do Gás Natural para empreendimentos enquadrados no PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ml” é o mês de referência para reajuste do leilão

### 3.2.2. Dados de Entrada do Cálculo da variação do preço do Gás Natural para usinas enquadradas no PPT

<b>Preço de Referência do Gás Natural</b>	
$GAS\_PPT_{p,t,l,m}$	Preço de Referência do Gás Natural para empreendimentos enquadrados no PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, calculado pela ANP conforme metodologia descrita na Portaria Interministerial nº 234 de 22 de julho de 2002.
Unidade	R\$/MMBTU
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

### 3.2.3. Dados de Saída do Cálculo da variação do preço do Gás Natural para usinas enquadradas no PPT

<b>Variação Percentual do Combustível</b>	
$VP\_COMB_{p,t,l,m}$	Variação percentual do combustível para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Valores Possíveis	Positivos

## 3.3. ANEXO III - Índices para atualização monetária do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas

### Objetivo:

Determinar a variação percentual dos combustíveis para atualização da receita de venda das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade.

### Contexto:

As usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade recebem mensalmente dos compradores os valores referentes à receita de venda. Para essas usinas é calculado o índice de atualização do preço do combustível de acordo com cada tipo de combustível utilizado pela usina. A [Figura 23](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

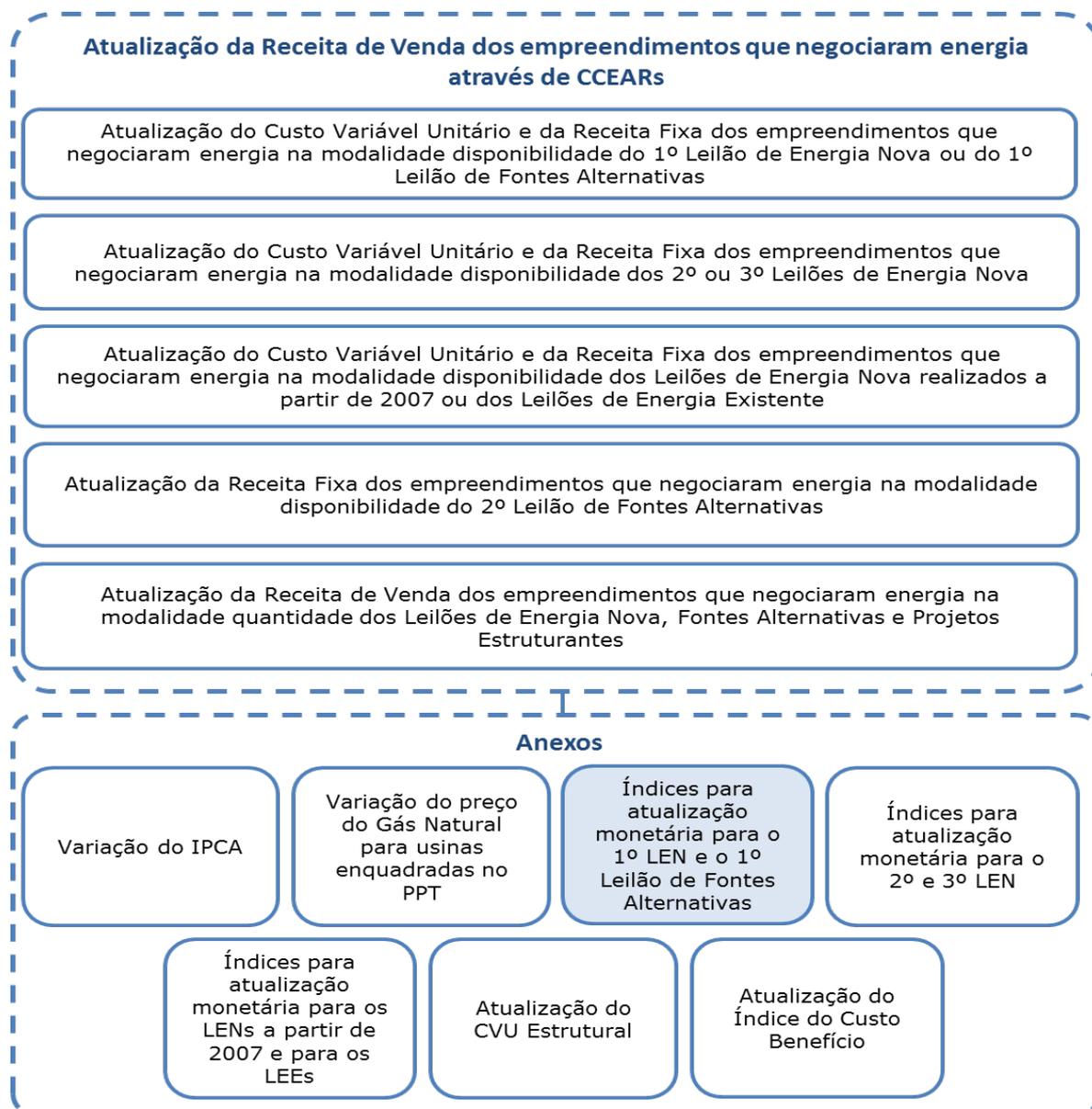


Figura 23: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 3.3.1. Índices utilizados para atualização monetária para o 1º LEN e para 1º Leilão de Fontes Alternativas

Para obtenção da variação percentual do óleo diesel, do óleo combustível com baixo teor de enxofre e do óleo combustível com alto teor de enxofre, são utilizados os seguintes conceitos:

- Será considerado o menor valor entre o valor médio do combustível no mercado nacional comparado com o mercado internacional;

- O valor médio é obtido considerando o último trimestre do ano imediatamente anterior ao ano do reajuste;
- O menor valor entre o mercado nacional e o internacional será dividido pelo valor de referência do combustível;
- O valor de referência do combustível considera o último trimestre do ano de 2005.

Os preços dos combustíveis no mercado internacional são obtidos da plataforma Platts e inseridos pela CCEE. Eventuais conversões de unidade são realizadas com base nos fatores estabelecidos na Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) EPE-DEE-RE-142/2007-r1, de 13 de dezembro de 2007.

Os fretes adicionados ao preço dos combustíveis são obtidos pela CCEE com base na Nota Técnica da EPE EPE-DPG-SPT-001-2007.

O processo de cálculo dos índices para atualização monetária é composto pelos seguintes comando e expressões:

49. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos a óleo diesel que negociaram no 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através do menor valor entre o preço médio nacional e o internacional para o óleo diesel dividido pelo valor de referência do preço do óleo diesel de acordo com a seguinte equação:

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{\min(M\_ODN_{t,l,m}; M\_ODI_{t,l,m})}{R\_ODN_{t,l}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_ODN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_ODI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$R\_ODN_{t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Diesel no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”

- 49.1. O valor médio do preço do óleo diesel no mercado nacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_ODN_{t,l,m} = \frac{\sum_{m \in UT\_f-1} ODN_m}{3}$$

Onde:

$M\_ODN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Nacional, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ODN_m$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Nacional no mês de apuração “m”

“UT\_f-1” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano anterior

49.2. O valor médio do preço do óleo diesel no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_ODI_{t,l,m} = \frac{\sum_{m \in UT_{f-1}} \left( ODI_m * \frac{\sum_{d \in m} TMC_d}{DIAS_{U_m}} \right)}{3}$$

Onde:

$M\_ODI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ODI_m$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, com frete, no mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio diária para o dia “d”

$DIAS_{U_m}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

“ $UT_{f-1}$ ” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano anterior

49.3. O valor de referência do preço do óleo diesel no mercado nacional é obtido através do preço do óleo diesel no mercado nacional no último trimestre de 2005 de acordo com a seguinte equação:

$$R\_ODN_{t,l} = \frac{\sum_{m \in UT_{2005}} ODN_m}{3}$$

Onde:

$R\_ODN_{t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Diesel no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”

$ODN_m$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Nacional da no mês de apuração “m”

“ $UT_{2005}$ ” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano de 2005

50. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre que negociaram 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através do menor valor entre o preço médio nacional e o internacional para o óleo combustível tipo baixo teor de enxofre dividido pelo valor de referência do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre de acordo com a seguinte equação:

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{\min(M\_OCBN_{t,l,m}; M\_OCBI_{t,l,m})}{R\_OCBN_{t,l}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_OCBN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_OCBI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$R\_OCBN_{t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”

50.1. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado nacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCBN_{t,l,m} = \frac{\sum_{m \in UT_{f-1}} OCBN_m}{3}$$

Onde:

$M\_OCBN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCBN_m$  é o Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Nacional no mês de apuração “m”

“UT<sub>f-1</sub>” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano anterior

#### **Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado internacional é utilizado o último trimestre do ano imediatamente anterior ao ano do reajuste, considerando a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

50.2. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCBI_{t,l,m} = \frac{\sum_{m \in UT_{f-1}} \left( OCBI_m * \frac{\sum_{d \in m} TMC_d}{DIAS\_U_m} \right)}{3}$$

Onde:

$M\_OCBI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCBI_m$  é o Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional, com frete, no mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

“UT<sub>f-1</sub>” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano anterior

50.3. O valor de referência do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado nacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_OCBN_{t,l} = \frac{\sum_{m \in UT\_2005} OCBN_m}{3}$$

Onde:

$R\_OCBN_{t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”

$OCBN_m$  é o Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Nacional no mês de apuração “m”

“UT\_2005” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano de 2005

51. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos, a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre que negociaram 1º Leilão de Energia Nova ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas é obtida através do menor valor entre o preço médio nacional e o internacional para o óleo combustível tipo alto teor de enxofre dividido pelo valor de referência do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre de acordo com a seguinte equação:

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{\min(M\_OCAN_{t,l,m} ; M\_OCAI_{t,l,m})}{R\_OCAN_{t,l}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_OCAN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_OCAI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$R\_OCAN_{t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”

- 51.1. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado nacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCAN_{t,l,m} = \frac{\sum_{m \in UT\_f-1} OCAN_m}{3}$$

Onde:

$M\_OCAN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Nacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCAN_m$  é o Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Nacional no mês de apuração “m”

“UT\_f-1” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano anterior

- 51.2. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCAI_{t,l,m} = \frac{\sum_{m \in UT_{f-1}} \left( OCAI_m * \frac{\sum_{d \in m} TMC_d}{DIAS\_U_m} \right)}{3}$$

Onde:

$M\_OCAI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCAI_m$  é o Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado internacional, com frete, no mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

“ $UT_{f-1}$ ” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano anterior

#### **Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado internacional é utilizado o último trimestre do ano imediatamente anterior ao ano do reajuste, considerando a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

51.3. O valor de referência do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado nacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_OCAN_{t,l} = \frac{\sum_{m \in UT_{2005}} OCAN_m}{3}$$

Onde:

$R\_OCAN_{t,l}$  é o Valor de Referência do preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado nacional para cada produto “t”, do leilão “l”

$OCAN_m$  é o Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado nacional no mês de apuração “m”

“ $UT_{2005}$ ” é o conjunto dos meses de apuração “m” referentes ao último trimestre do ano de 2005

### **3.3.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Índices para atualização monetária do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas**

DIAS_U <sub>m</sub>	Quantidade de Dias Úteis	
	Descrição	Quantidade de dias úteis no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.	
Fornecedor	CCEE	

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Alto Teor de Enxofre no Mercado Internacional</b>		
<b>OCAI<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível tipo alto teor de enxofre equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 6 3% USG waterborne Platts mid</i> , com frete, no mês de apuração, "m"
	Unidade	USD/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Alto Teor de Enxofre no Mercado Nacional</b>	
<b>OCAN<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado nacional seguindo a cotação informada pela Agência Nacional de Petróleo - ANP, no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Baixo Teor de Enxofre no Mercado Internacional</b>	
<b>OCBI<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível tipo baixo teor de enxofre equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 6 1% USG waterborne Platts mid</i> , com frete, no mês de apuração "m"
	Unidade	USD/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Baixo Teor de Enxofre no Mercado Nacional</b>	
<b>OCCBN<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado nacional seguindo a cotação informada pela Agência Nacional de Petróleo - ANP no mês de apuração, "m"
	Unidade	R\$/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Baixo Teor de Enxofre no Mercado Nacional</b>	
<b>OCCBN<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado nacional seguindo a cotação informada pela Agência Nacional de Petróleo - ANP no mês de apuração, "m"
	Unidade	R\$/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Baixo Teor de Enxofre no Mercado Nacional</b>	
<b>OCCBN<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado nacional seguindo a cotação informada pela Agência Nacional de Petróleo - ANP no mês de apuração, "m"
	Unidade	R\$/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Baixo Teor de Enxofre no Mercado Nacional</b>	

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Diesel no Mercado Internacional</b>		
<b>ODI<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo diesel equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 2 waterborne Platts mid</i> , com frete, no mês de apuração "m"
	Unidade	USD/litro
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Diesel no Mercado Nacional</b>		
<b>ODN<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo diesel no mercado nacional seguindo a cotação informada pela Agência Nacional de Petróleo - ANP no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$/litro
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Taxa de Câmbio Diária</b>		
<b>TMC<sub>d</sub></b>	Descrição	Taxa de câmbio diária, referente à cotação de venda divulgada pelo Banco Central do Brasil - BACEN (PTAX-800) para o dia "d"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	BACEN
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.3.3. Dados de Saída do Cálculo dos Índices para atualização monetária do 1º Leilão de Energia Nova e do 1º Leilão de Fontes Alternativas

	<b>Variação Percentual do Combustível</b>	
<b>VP_COMB<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação percentual do combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.4. ANEXO IV - Índices utilizados para atualização monetária para o 2º e 3º Leilões de Energia Nova

#### Objetivo:

Determinar a variação percentual dos combustíveis para atualização da receita de venda das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade.

#### Contexto:

As usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade recebem mensalmente dos compradores os valores referentes à receita de venda. Para essas usinas é calculado o índice de atualização do preço do combustível de acordo com cada tipo de combustível utilizado pela usina. A [Figura 24](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

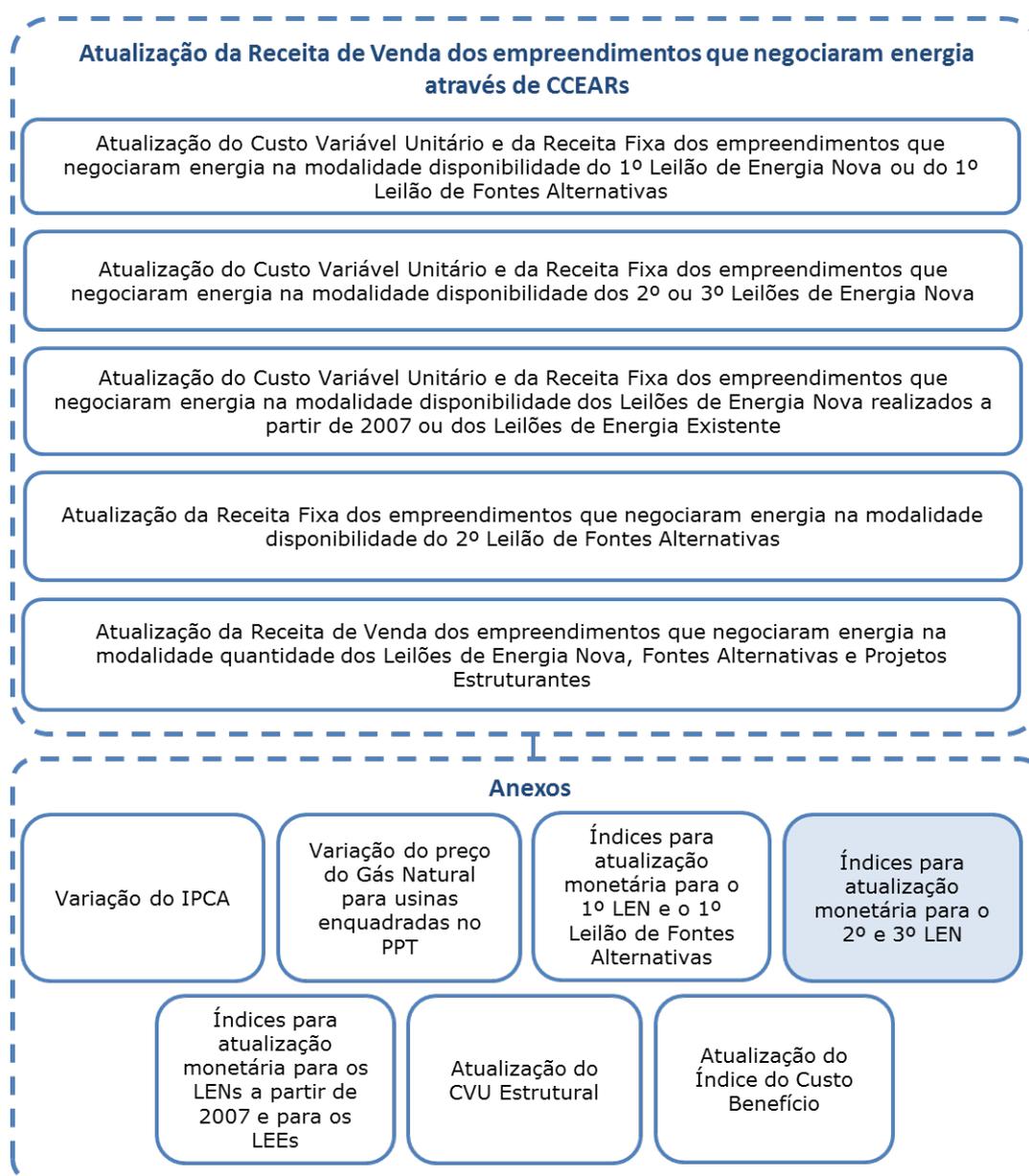


Figura 24: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR"

### 3.4.1. Índices utilizados para atualização monetária para o 1º LEN e para 1º Leilão de Fontes Alternativas

Para obtenção da variação percentual do óleo diesel, do óleo combustível com baixo teor de enxofre e do óleo combustível com alto teor de enxofre, são utilizados os seguintes conceitos:

- Será considerado o menor valor entre o valor médio do combustível no mercado nacional comparado com o mercado internacional;
- O valor médio é obtido considerando o último trimestre do ano imediatamente anterior ao ano do reajuste;
- O menor valor entre o mercado nacional e o internacional será dividido pelo valor de referência do combustível;
- O valor de referência do combustível considera o último trimestre do ano de 2005.

Os preços dos combustíveis no mercado internacional são obtidos da plataforma Platts e inseridos pela CCEE. Eventuais conversões de unidade são realizadas com base nos fatores estabelecidos na Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) EPE-DEE-RE-142/2007-r1, de 13 de dezembro de 2007.

Os fretes adicionados ao preço dos combustíveis são obtidos pela CCEE com base na Nota Técnica da EPE EPE-DPG-SPT-001-2007.

O processo de cálculo dos índices para atualização monetária é composto pelos seguintes comando e expressões:

52. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos a óleo diesel que negociaram no 2º Leilão de Energia Nova ou no 3º Leilão de Energia Nova é obtida de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for primeiro mês de cálculo:*

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{M\_ODI_{t,l,m}}{R\_ODI_{p,t,l}}$$

*Caso contrário:*

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{M\_ODI_{t,l,m}}{M\_ODI_{t,l,muat}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$M\_ODI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$R\_ODI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

52.1. O valor médio do preço do óleo diesel no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_ODI_{t,l,m} = ODI_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_ODI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ODI_{m-1}$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, com frete, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo diesel, é considerado o preço do óleo diesel no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

52.2. O valor de referência do preço do óleo diesel internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_ODI_{p,t,l} = ODI_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_ODI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$ODI_{mht-1}$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, com frete, do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias úteis do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do óleo diesel, é considerado o preço do óleo diesel no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

53. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos, a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre que negociaram no 2º Leilão de Energia Nova ou no 3º Leilão de Energia Nova é obtida considerando o valor médio e o valor de referência de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for primeiro mês de cálculo:*

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{M\_OCBI_{t,l,m}}{R\_OCBI_{p,t,l}}$$

*Caso contrário:*

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{M\_OCBI_{t,l,m}}{M\_OCBI_{t,l,muat}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_OCBI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$R\_OCBI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

- 53.1. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCBI_{t,l,m} = OCBI_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_OCBI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCBI_{m-1}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional, com frete, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

### **Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

53.2. O valor de referência do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R_{OCBI_{p,t,l}} = OCBI_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS_{U_{mht-1}}}$$

Onde:

$R_{OCBI_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$OCBI_{mht-1}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional, com frete, do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_{mht-1}}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

#### **Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

54. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos, a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre que negociaram no 2º Leilão de Energia Nova ou no 3º Leilão de Energia Nova é obtida de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for primeiro mês de cálculo:*

$$VP_{COMB_{p,t,l,m}} = \frac{M_{OCAI_{t,l,m}}}{R_{OCAI_{p,t,l}}}$$

*Caso contrário:*

$$VP_{COMB_{p,t,l,m}} = \frac{M_{OCAI_{t,l,m}}}{M_{OCAI_{t,l,muat}}}$$

Onde:

$VP_{COMB_{p,t,l,m}}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M_{OCAI_{t,l,m}}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$R\_OCAI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

54.1. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCAI_{t,l,m} = OCAI_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_OCAI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCAI_{m-1}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional, com frete, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

54.2. O valor de referência do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_OCAI_{p,t,l} = OCAI_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_OCAI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$OCAI_{mht-1}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional, com frete, do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias úteis do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

55. A variação percentual do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, que negociaram no 2º Leilão de Energia Nova ou no 3º Leilão de Energia Nova é obtida de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração for primeiro mês de cálculo:*

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{M\_GN_{t,l,m}}{R\_GN_{p,t,l}}$$

*Caso contrário:*

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{M\_GN_{t,l,m}}{M\_GN_{t,l,muat}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Gás Natural não PPT para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$R\_GN_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

- 55.1. O valor médio do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_GN_{t,l,m} = (0,5 * PCF1_{m-1} + 0,25 * PCF2_{m-1} + 0,25 * PCF3_{m-1}) * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_GN_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Gás Natural não PPT para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCF1_{m-1}$  é o Preço do Combustível 1 no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$PCF2_{m-1}$  é o Preço do Combustível 2 no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$PCF3_{m-1}$  é o Preço do Combustível 3 no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, são considerados três combustíveis, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

55.2. O valor de referência do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R_{GN_{p,t,l}} = (0,5 * PCF1_{mht-1} + 0,25 * PCF2_{mht-1} + 0,25 * PCF3_{mht-1}) * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS_{U_{mht-1}}}$$

Onde:

$R_{GN_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$PCF1_{mht-1}$  é o Preço do Combustível 1 do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$PCF2_{mht-1}$  é o Preço do Combustível 2 do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$PCF3_{mht-1}$  é o Preço do Combustível 3 do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_{mht-1}}$  é a Quantidade de Dias úteis do mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é considerado o preço de três combustíveis no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

### 3.4.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Índices utilizados para atualização monetária para o 2º e 3º Leilões de Energia Nova

$DIAS_{U_m}$

#### Quantidade de Dias Úteis

Descrição	Quantidade de dias úteis no mês de apuração “m”
-----------	---

	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Alto Teor de Enxofre no Mercado Internacional</b>		
<b>OCAI<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível tipo Alto teor de Enxofre equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 6 3% USG waterborne Platts mid</i> , com frete, no mês de apuração, "m"
	Unidade	USD/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Combustível do Tipo Baixo Teor de Enxofre no Mercado Internacional</b>		
<b>OCBI<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível tipo baixo teor de enxofre equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 6 1% USG waterborne Platts mid</i> , com frete, no mês de apuração, "m"
	Unidade	USD/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Diesel no Mercado Internacional</b>		
<b>ODI<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo diesel equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 2 waterborne Platts mid</i> , com frete, no mês de apuração "m"
	Unidade	USD/litro
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Combustível 1</b>		
<b>PCF1<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do combustível 1 representado pelas médias mensais dos pontos médios diários das cotações superior e inferior referentes ao um mês publicados no <i>Platts Oilgram Price Report</i> , tabela <i>Product Price Assessments</i> , do produto designado na referida publicação por <i>fuel oil 3,5% cargoes FOB med basis Italy</i> no mês de apuração, "m"

Unidade	USD/mt
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### Preço do Combustível 2

PCF2<sub>m</sub>

Descrição	Preço do combustível 2 representado pela média mensal dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, referentes a um mês publicados no <i>Platts Oilgram Price Report</i> , tabela <i>Product Price Assessments</i> , do produto designado na referida publicação por <i>fuel oil 6 sulphur 1% 8° API US Gulf Coast waterborne</i> no mês de apuração “m”
Unidade	USD/mt
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### Preço do Combustível 3

PCF3<sub>m</sub>

Descrição	Preço do combustível 3 representado pela média mensal dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, referentes a um mês publicados no <i>Platts Oilgram Price Report</i> , tabela <i>Product Price Assessments</i> , do produto designado na referida publicação por <i>fuel oil 1% sulphur cargoes FOB NWE</i> no mês de apuração “m”
Unidade	USD/mt
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### Taxa de Câmbio Diária

TMC<sub>d</sub>

Descrição	Taxa de câmbio diária, referente à cotação de venda divulgada pelo Banco Central do Brasil - BACEN (PTAX-800) para o dia “d”
Unidade	n.a.
Fornecedor	BACEN
Valores Possíveis	Positivos

### 3.4.3. Dados de Saída do Cálculo dos Índices utilizados para atualização monetária para o 2º e 3º Leilões de Energia Nova

Variação Percentual do Combustível		
VP_COMB <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Variação percentual do combustível da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.5. ANEXO V - Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente

#### Objetivo:

Determinar a variação percentual dos combustíveis para atualização da receita de venda das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade.

#### Contexto:

As usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade recebem mensalmente dos compradores os valores referentes à receita de venda. Para essas usinas é calculado o índice de atualização do preço do combustível de acordo com cada tipo de combustível utilizado pela usina. A [Figura 25](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

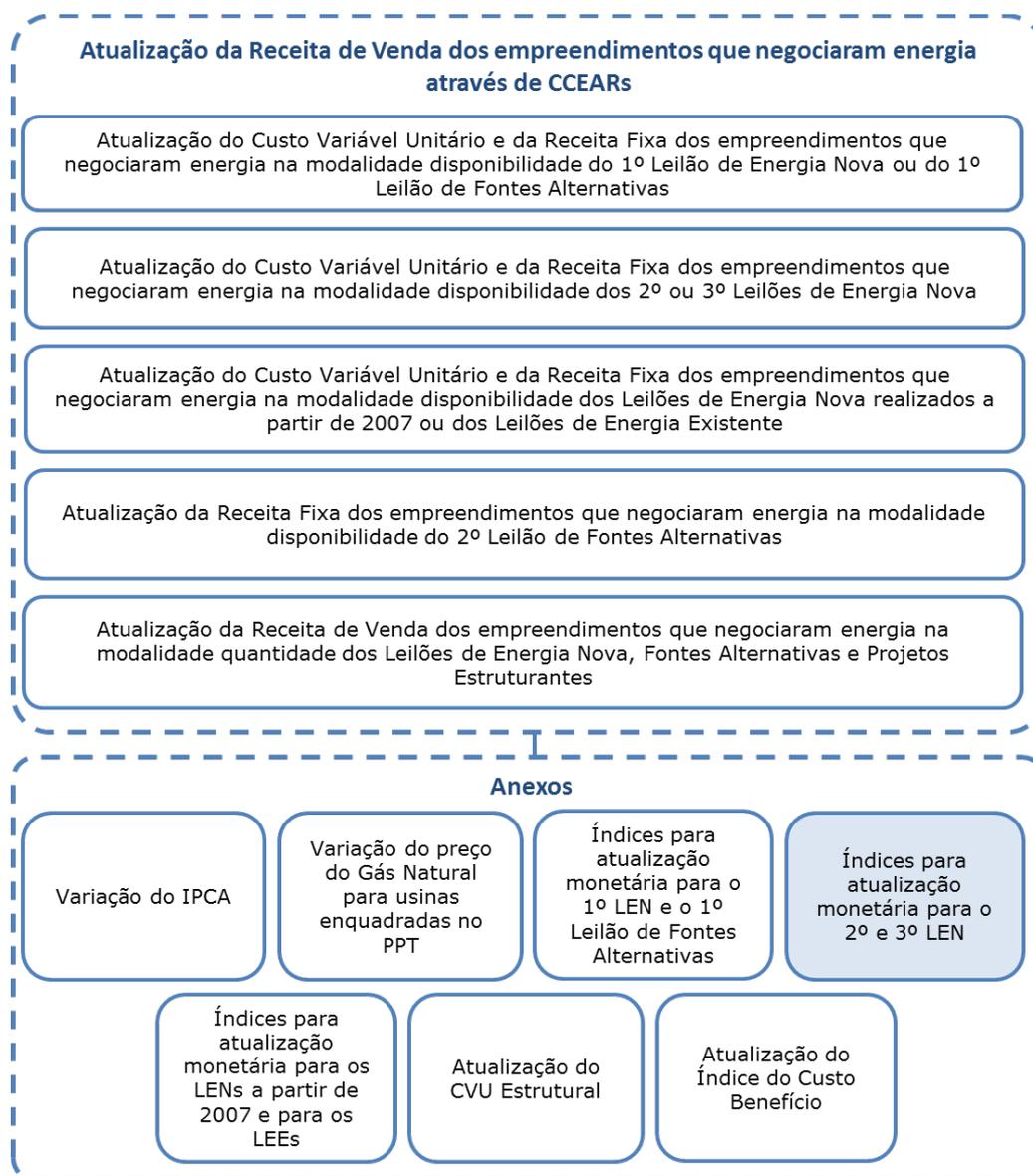


Figura 25: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 3.5.1. Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova a partir de 2007 e para os Leilões de Energia Existente

Para obtenção da variação percentual do combustível, são utilizados os seguintes conceitos:

- Para o Óleo Diesel, o Óleo Combustível do tipo baixo teor de enxofre, o Óleo Combustível do tipo alto teor de enxofre, Gás Natural dos empreendimentos não enquadrados no PPT, Carvão Mineral e Coque de Petróleo será considerado o valor médio do combustível no mercado internacional;
- Para o Gás natural dos empreendimentos enquadrados no PPT e para os demais empreendimentos, o valor médio do combustível terá como base o preço informado pela Aneel atualizado pelo IPCA;
- O valor médio será dividido pelo valor de referência do combustível;

- Para o gás natural dos empreendimentos não enquadrados no PPT, o reajuste considera as opções escolhidas pelo empreendimento, a depender do leilão, e preço de gás e/ou petróleo em mercados internacionais, entre outras condicionais.

Os preços dos combustíveis no mercado internacional são obtidos da plataforma Platts e inseridos pela CCEE. Eventuais conversões de unidade são realizadas com base nos fatores estabelecidos nas Notas Técnicas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do respectivo leilão.

**Importante:**

Os CCEARs definem como mês base a ser utilizado para a atualização o estabelecido na Portaria MME nº42/2007 (mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão "mht-1"), entretanto deve ser considerado o estabelecido nos Informes Técnicos da EPE específicos para cada leilão.

O processo de cálculo dos índices para atualização monetária é composto pelos seguintes comandos e expressões:

56. A variação percentual do combustível para empreendimentos que negociaram nos Leilões de Energia Nova, realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente é obtida de acordo com os comandos abaixo:

- 56.1. Para empreendimentos a gás natural, que negociaram energia em Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante, e optaram pela cotação considerado o preço de três combustíveis no mercado internacional para reajuste da receita fixa, a variação percentual do combustível será conforme seguinte equação:

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{PM\_GN_{p,t,l,m}}{PRCOMB_{p,t,l}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PM\_GN_{p,t,l,m}$  é o Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l"

- 56.2. Para os demais empreendimentos, a variação percentual do combustível será conforme seguinte equação:

$$VP\_COMB_{p,t,l,m} = \frac{PCOMB_{p,t,l,m}}{PRCOMB_{p,t,l}}$$

Onde:

$VP\_COMB_{p,t,l,m}$  é a Variação Percentual do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

57. Os preços dos combustíveis, para utilização na receita fixa vinculada a combustível e receita variável dos empreendimentos que negociaram nos Leilões de Energia Nova, realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente são obtidos de acordo com as seguintes equações:

57.1. Para empreendimentos a gás natural não PPT, o reajuste do preço dos combustíveis depende da data realização de leilão, e as opções dos reajustes, conforme seguintes comandos:

57.1.1. Para empreendimentos que negociaram energia em leilões realizados de 2017 em diante, o valor médio vinculado ao reajuste da receita fixa do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PM\_GN_{p,t,l,m} = PARAM\_A_{p,t,l} * M\_GNNYMEX_{t,l,m} + PARAM\_B_{p,t,l} * M\_GNBRENT_{t,l,m} + PARAM\_C_{p,t,l} * M\_GNNBP_{t,l,m} + PARAM\_D_{p,t,l} * M\_GNJKM_{t,l,m} + M\_GN\_PARAM_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PM\_GN_{p,t,l,m}$  é o Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural não PPT, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNNYMEX_{t,l,m}$  é o Valor do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNBRENT_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Petróleo Brent para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNNBP_{t,l,m}$  é o Valor Médio das Cotações do UK National Balancing Point para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNJKM_{t,l,m}$  é o Valor Médio das Cotações do Japan/Korea Marker - JKM, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GN\_PARAM_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Parâmetros “E” e “F”, para usina “p”, no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PARAM\_A_{p,t,l}$  é o Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM\_B_{p,t,l}$  é o Parâmetro B, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

PARAM\_C<sub>p,t,l</sub> é o Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

PARAM\_D<sub>p,t,l</sub> é o Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

57.1.2. Para empreendimentos, que negociaram energia em Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante, o valor médio vinculado ao reajuste da receita fixa do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PM\_GN_{p,t,l,m} = (0,5 * PCF1_{m-1} + 0,25 * PCF2_{m-1} + 0,25 * PCF3_{m-1}) * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

PM\_GN<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural não PPT, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PCF1<sub>m-1</sub> é o Preço do Combustível 1 no mês anterior ao mês de apuração “m”

PCF2<sub>m-1</sub> é o Preço do Combustível 2 no mês anterior ao mês de apuração “m”

PCF3<sub>m-1</sub> é o Preço do Combustível 3 no mês anterior ao mês de apuração “m”

TMC<sub>d</sub> é a Taxa de Câmbio diária para o dia “d”

DIAS\_U<sub>m</sub> é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, são considerados três combustíveis, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.1.3. Para empreendimentos que negociaram energia em leilões realizados de 2016 em diante, o valor médio vinculado ao reajuste do preço do combustível, vinculada a parcela variável, para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com o preço do combustível dos combustíveis, ou outro parâmetro de reajuste, no mês anterior, de acordo com as opções escolhida pelo empreendimento na habilitação técnica

$$PCOMB_{p,t,l,m} = PARAM\_A\_PV_{p,t,l} * M\_GNNYMEX_{t,l,m} + PARAM\_B\_PV_{p,t,l} * M\_GNBRENT_{t,l,m} + PARAM\_C\_PV_{p,t,l} * M\_GNNBP_{t,l,m} + PARAM\_D\_PV_{p,t,l} * M\_GNJKM_{t,l,m} + M\_GN\_PARAM\_PV_{p,t,l,m}$$

Onde:

PCOMB<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

M\_GNNYMEX<sub>t,l,m</sub> é o Valor do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNBRENT_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Petróleo Brent para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNNBP_{t,l,m}$  é o Valor Médio das Cotações do UK National Balancing Point para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNJKM_{t,l,m}$  é o Valor Médio das Cotações do Japan/Korea Marker - JKM, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PARAM\_A\_PV_{p,t,l}$  é o Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM\_B\_PV_{p,t,l}$  é o Parâmetro B, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM\_C\_PV_{p,t,l}$  é o Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM\_D\_PV_{p,t,l}$  é o Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$M\_GN\_PARAM\_PV_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Parâmetros “E” e “F” referentes à parcela variável, para usina “p”, no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 57.1.4. Para empreendimentos comprometidos com leilões realizados anteriores a 2016, o preço do combustível pode ser a cotação do contrato futuro do gás natural na cotação média do petróleo Brent. O preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural é obtido de acordo com as seguintes equações:

*Se o empreendimento negociou em Leilões de Energia Nova anteriores a 2009 ou optou pela cotação NYMEX*

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_GNNYMEX_{t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_GNBRENT_{t,l,m}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNNYMEX_{t,l,m}$  é o Valor do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_GNBRENT_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Petróleo Brent para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 57.1.5. O valor do fechamento do contrato futuro de gás natural para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_GNNYMEX_{t,l,m} = GNNYMEX_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M_{GNNYMEX_{t,l,m}}$  é o Valor do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GNNYMEX_{m-1}$  é a Cotação do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_m}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor do fechamento do contrato futuro de gás natural é considerada a cotação de fechamento, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.1.6. O valor médio do preço do petróleo Brent para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M_{GNBRENT_{t,l,m}} = PBRENT_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS_{U_{m-1}}}$$

Onde:

$M_{GNBRENT_{t,l,m}}$  é o Valor Médio do Preço do Petróleo Brent para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PBRENT_{m-1}$  é a cotação do petróleo Brent no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_m}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do petróleo Brent, é considerada a cotação do petróleo Brent, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.1.7. O valor médio do fechamento das Cotações do UK National Balancing Point é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M_{GNNBP_{t,l,m}} = NBP_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS_{U_{m-1}}}$$

Onde:

$M_{GNNBP_{t,l,m}}$  é o Valor Médio das Cotações do UK National Balancing Point para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NBP_{m-1}$  é a Cotação Média do UK National Balancing Point no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_m}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio no UK National Balancing Point, é considerada a cotação no mercado, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.1.8. O valor médio do fechamento das Cotações do Japan/KoreaMarker - JKM é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_GNJKM_{t,l,m} = JKM_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_GNJKM_{t,l,m}$  é o Valor Médio das Cotações do Japan/KoreaMarker - JKM, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$JKM_{m-1}$  é a Cotação Média do Japan/KoreaMarker - JKM no mês anterior ao mês de apuração "m-1"

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia "d"

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração "m"

**Importante:**

Para obtenção do valor médio no Japan/KoreaMarker, é considerada a cotação no mercado, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.1.9. O valor médio dos Parâmetros é obtido pelos parâmetros "E" e "F" atualizados, e pela cotação do dólar, de acordo com a seguinte equação:

$$M\_GN\_PARAM_{p,t,l,m} = PARAM\_E\_ATUAL_{p,t,l,m} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}} + PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m}$$

Onde:

$M\_GN\_PARAM_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Parâmetros "E" e "F", para usina "p", no produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PARAM\_E\_ATUAL_{p,t,l,m}$  é o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, Atualizado, para usina "p", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia "d"

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração "m"

$PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m}$  é o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, Atualizado para usina "p", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

57.1.9.1. O Parâmetro de reajuste "E" é atualizado, anualmente no mês de novembro, verificando a variação do índice de preços dos consumidores americanos CPI-U, conforme seguinte equação:

*Se o mês de apuração "m" for o mês de novembro:*

$$PARAM\_E\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_E_{p,t,l} * \frac{CPI\_U_{m-1}}{CPI\_U_{mht-1}}$$

*Caso contrário:*

$$PARAM\_E\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_E\_ATUAL_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PARAM\_E\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub> é o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, Atualizado, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PARAM\_E<sub>p,t,l,m</sub> é o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

CPI\_U<sub>m-1</sub> é o Valor Absoluto do Consumer Price Index for All Urban Consumers – CPI-U, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

### **Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês “mht-1”.

Para o primeiro mês de cálculo, caso seja anterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, atualizado (PARAM\_E\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub>) assumirá o valor do Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica (PARAM\_E<sub>p,t,l</sub>).

Para o primeiro mês de cálculo, caso seja posterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, Atualizado (PARAM\_E\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub>) é obtido utilizando a Variação Percentual do CPI-U do último mês de novembro.

57.1.9.2. O Parâmetro de reajuste “F” é atualizado anualmente de acordo com a variação de IPCA, e a cotação do dólar, conforme seguinte equação:

*Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:*

$$PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_F_{p,t,l} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

*Caso contrário:*

$$PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PARAM\_F\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub> é o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, Atualizado para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PARAM\_F<sub>p,t,l,m</sub> é o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_{m-1}$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês “mht-1”.

Para o primeiro mês de cálculo, caso seja anterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, Atualizado ( $PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m}$ ) assumirá o valor do Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica ( $PARAM\_F_{p,t,l}$ ).

Para o primeiro mês de cálculo, caso seja posterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, Atualizado ( $PARAM\_F\_ATUAL_{p,t,l,m}$ ) é obtido utilizando a Variação Percentual do IPCA do último mês de novembro.

57.1.10. O valor médio dos Parâmetros referentes à parcela variável é obtido pelos parâmetros “E” e “F” atualizados, e pela cotação do dólar, de acordo com a seguinte equação:

$$M\_GN\_PARAM\_PV_{p,t,l,m} = PARAM\_E\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}} + PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m}$$

Onde:

$M\_GN\_PARAM\_PV_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Parâmetros “E” e “F” referentes à parcela variável, para usina “p”, no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PARAM\_E\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m}$  é o Parâmetro E referente à parcela variável,, definido na Habilitação Técnica, Atualizado, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m}$  é o Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, Atualizado, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

57.1.10.1. O Parâmetro de reajuste “E”, referente à parcela variável é atualizado, anualmente no mês de novembro, verificando a variação do índice de preços dos consumidores americanos CPI-U, conforme seguinte equação:

Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:

$$PARAM\_E\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_E\_PV_{p,t,l} * \frac{CPI\_U_{m-1}}{CPI\_U_{mht-1}}$$

*Caso contrário:*

$$PARAM\_E\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_E\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PARAM\_E\_PV\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub> é o Parâmetro E referente à parcela variável,, definido na Habilitação Técnica, Atualizado, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PARAM\_E\_PV<sub>p,t,l</sub> é o Parâmetro E referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, , para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”

CPI\_U<sub>m-1</sub> é o Valor Absoluto do Consumer Price Index for All Urban Consumers – CPI-U, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

### **Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês “mht-1”.

Para o primeiro mês de cálculo, caso seja anterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro E referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, Atualizado (PARAM\_E\_PV\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub>) assumirá o valor do Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica (PARAM\_E\_PV<sub>p,t,l</sub>).

Para o primeiro mês de cálculo, que seja posterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro E referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, Atualizado (PARAM\_E\_PV\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub>) é obtido utilizando a Variação Percentual do CPI-U do último mês de novembro.

57.1.11. O Parâmetro de reajuste “F”, referente à parcela variável é atualizado anualmente de acordo com a variação de IPCA, e a cotação do dólar, conforme seguinte equação:

*Se o mês de apuração “m” for o mês de novembro:*

$$PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_F\_PV_{p,t,l} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

*Caso contrário:*

$$PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m} = PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PARAM\_F\_PV\_ATUAL<sub>p,t,l,m</sub> é o Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, Atualizado, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PARAM\_F\_PV<sub>p,t,l</sub> é o Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, , para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_{m-1}$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês “mht-1”.

Para o primeiro mês de cálculo, caso seja anterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, Atualizado ( $PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m}$ ) assumirá o valor do Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica ( $PARAM\_F\_PV_{p,t,l}$ ).

Para o primeiro mês de cálculo, que seja posterior ao mês da primeira atualização, o Parâmetro F referente à parcela variável, definido na Habilitação Técnica, Atualizado ( $PARAM\_F\_PV\_ATUAL_{p,t,l,m}$ ) é obtido utilizando a Variação Percentual do IPCA do último mês de novembro.

57.2. Para empreendimentos termelétricos a gás natural enquadradas no PPT, o preço do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = GAS\_PPT_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GAS\_PPT_{p,t,l,m-1}$  é o Preço de Referência do Gás Natural para empreendimentos enquadrados no PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

57.3. Para empreendimentos termelétricos a óleo diesel, o preço do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_ODI_{t,l,m}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_ODI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57.3.1. O valor médio do preço do óleo diesel no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_ODI_{t,l,m} = ODI\_SF_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M_{ODI_{t,l,m}}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ODI_{SF_{m-1}}$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, sem frete, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_m}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo diesel no mercado internacional sem frete, é considerado o preço do óleo diesel no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.4. Para empreendimentos termelétricos a óleo combustível, do tipo baixo teor de enxofre, o preço do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M_{OCBI_{t,l,m}}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M_{OCBI_{t,l,m}}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57.4.1. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M_{OCBI_{t,l,m}} = OCBI_{SF_{m-1}} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS_{U_{m-1}}}$$

Onde:

$M_{OCBI_{t,l,m}}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$OCBI_{SF_{p,m-1}}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional, sem frete, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_m}$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado internacional sem frete, é considerado o preço do combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.5. Para empreendimentos termelétricos a óleo combustível, do tipo alto teor de enxofre, o preço do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_OCAI_{t,l,m}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_OCAI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57.5.1. O valor médio do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_OCAI_{t,l,m} = OCAI\_SF_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_OCAI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$OCAI\_SF_{m-1}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional, sem frete, no mês anterior ao mês de apuração “m-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre no mercado internacional sem frete, é considerado o preço do combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.6. Para empreendimentos termelétricos a carvão mineral importado, o preço do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_CMI_{t,l,m}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_CMI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Carvão Mineral Importado para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57.6.1. O valor médio do preço do carvão mineral importado é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_CMI_{t,l,m} = CMI_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_CMI_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Carvão Mineral Importado para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CMI_{m-1}$  é o Preço do Carvão Mineral Importado no mês anterior ao mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do carvão mineral importado, é considerado o preço do combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.7. Para empreendimentos termelétricos a coque de petróleo o preço do combustível será obtido de acordo com o ano de realização do leilão. Para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2008, inclusive, o valor do combustível utilizado é o preço do coque de petróleo no mercado internacional. O preço do combustível para empreendimentos termelétricos a coque de petróleo é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_CPET_{t,l,m}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_CPET_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Coque de Petróleo no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57.7.1. O valor médio do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a coque de petróleo é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$M\_CPET_{t,l,m} = CPET_{m-1} * \frac{\sum_{d \in m-1} TMC_d}{DIAS\_U_{m-1}}$$

Onde:

$M\_CPET_{t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço do Coque de Petróleo no mercado Internacional para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CPET_{m-1}$  é o Preço do Coque de Petróleo no mercado Internacional no mês anterior ao de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_m$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês de apuração “m”

**Importante:**

Para obtenção do valor médio do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a coque de petróleo, é considerado o preço do combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis.

57.8. Para os demais empreendimentos termelétricos, cujo combustível não esteja elencado acima, o preço do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PCOMB_{p,t,l,m} = M\_PDCOMB_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_PDCOMB_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

57.8.1. O valor médio do preço dos demais combustíveis é obtido de acordo com as seguintes equações:

57.8.1.1. Para as usinas comprometidas com leilões realizados de 2013 em diante:

*Se o mês de apuração for novembro:*

$$M\_PDCOMB_{p,t,l,m} = PDCOMB_{p,t,l} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

*Caso contrário:*

$$M\_PDCOMB_{p,t,l,m} = M\_PDCOMB_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$M\_PDCOMB_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PDCOMB_{p,t,l}$  é o Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do preço do combustível

57.8.1.2. Para as usinas comprometidas com os demais leilões:

*Se o mês de apuração for novembro:*

$$M\_PDCOMB_{p,t,l,m} = PDCOMB_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$M\_PDCOMB_{p,t,l,m} = M\_PDCOMB_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$M\_PDCOMB_{p,t,l,m}$  é o Valor Médio do Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PDCOMB_{p,t,l}$  é o Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do preço do combustível

### **Importante:**

No mês de início de suprimento, para empreendimentos comprometidos com CCEAR provenientes de Leilões de Energia Nova, será realizada a atualização do valor do Valor Médio do Preço dos Demais Combustíveis ( $M\_PDCOMB_{p,t,l}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA do mês de novembro.

Os CCEARs definem como mês base a ser utilizado para a atualização o estabelecido na Portaria MME nº42/2007 (mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”), entretanto deve ser considerado estabelecido nos Informes Técnicos da EPE específicos para cada leilão.

58. Os preços de referência dos combustíveis dos empreendimentos que negociaram nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente são obtidos de acordo com as seguintes equações:

58.1. Para empreendimentos termelétricos a gás natural não enquadrados no PPT, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R\_GN_{p,t,l}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R\_GN_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.1.1. Para empreendimentos a gás natural, que negociaram energia em leilões realizados de 2017 em diante, o valor médio vinculado ao reajuste da receita fixa do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é determinado pelo preço do combustível no mês habilitação técnica, de acordo com a opções escolhidas pelo empreendimento:

$$R_{GN_{p,t,l}} = (PARAM_{A_{p,t,l}} * GNNYMEX_{REF_{t,l}} + PARAM_{B_{p,t,l}} * PBRENT_{REF_{t,l}} + PARAM_{C_{p,t,l}} * NBP_{REF_{t,l}} + PARAM_{D_{p,t,l}} * JKM_{REF_{t,l}} + PARAM_{E_{p,t,l}} * TMC_{REF_{t,l}} + PARAM_{F_{p,t,l}})$$

Onde:

$R_{GN_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$GNNYMEX_{REF_{t,l}}$  é a Cotação de Gás Natural de Referência para cada produto “t”, do leilão “l”

$PBRENT_{REF_{t,l}}$  é a Cotação do Petróleo Brent de Referência para cada produto “t”, do leilão “l”

$NBP_{REF_{t,l}}$  é a Cotação do UK National Balancing Point de Referência para cada produto “t”, do leilão “l”

$JKM_{REF_{t,l}}$  é a Cotação do Japan/KoreaMarker - JKM de Referência para cada produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{A_{p,t,l}}$  é o Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{B_{p,t,l}}$  é o Parâmetro B, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{C_{p,t,l}}$  é o Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{D_{p,t,l}}$  é o Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{E_{p,t,l,m}}$  é o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PARAM_{F_{p,t,l,m}}$  é o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TMC_{REF_{t,l}}$  é a Taxa de Câmbio de Referência para cada produto “t”, do leilão “l”

58.1.2. Para empreendimentos a gás natural, que negociaram energia em leilões realizados em 2016, o valor médio vinculado ao reajuste da receita fixa do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, é determinado pelo preço do combustível no mês habilitação técnica, de acordo com a opções escolhidas pelo empreendimento:

$$R_{GN_{p,t,l}} = (PARAM_{A_{p,t,l}} * GNNYMEX_{mht-1} + PARAM_{B_{p,t,l}} * PBRENT_{mht-1} + PARAM_{C_{p,t,l}} * NBP_{mht-1} + PARAM_{D_{p,t,l}} * JKM_{mht-1} + PARAM_{E_{p,t,l}}) * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS_{U_{mht-1}}} + PARAM_{F_{p,t,l}}$$

Onde:

$R_{GN_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$GNNYMEX_{mht-1}$  é a Cotação do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1

$PBREN_{mht-1}$  é a cotação do petróleo no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-

$NBP_{mht-1}$  é a Cotação Média do UK National Balancing Point no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-

$JKM_{mht-1}$  é a Cotação Média do Japan/KoreaMarker - JKM no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-”

$PARAM_{A,p,t,l}$  é o Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{B,p,t,l}$  é o Parâmetro B, definido na Habilitação Técnica, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{C,p,t,l}$  é o Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{D,p,t,l}$  é o Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”

$PARAM_{E,p,t,l,m}$  é o Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PARAM_{F,p,t,l,m}$  é o Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, para usina “p” , do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_{mht-1}}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

- 58.1.3. O valor de referência do preço do combustível para empreendimentos termelétricos a gás natural, não enquadrados no PPT, para leilões anteriores a 2016, é obtido de acordo com a seguinte equação:

*Se o empreendimento negociou em Leilões de Energia Nova anteriores a 2009 ou optou pela cotação NYMEX:*

$$R_{GN}_{p,t,l} = GNNYMEX_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS_{U_{mht-1}}}$$

*Se o empreendimento optou pela cotação considerado o preço de três combustíveis no mercado internacional para reajuste da receita fixa:*

$$R_{GN}_{p,t,l} = (0,5 * PCF1_{mht-1} + 0,25 * PCF2_{mht-1} + 0,25 * PCF3_{mht-1}) * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS_{U_{mht-1}}}$$

*Caso contrário:*

$$R\_GN_{p,t,l} = PBRENT_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_GN_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Gás Natural não PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$GNNYMEX_{mht-1}$  é a Cotação do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$PBRENT_{mht-1}$  é a cotação do petróleo no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$PCF1_{m-1}$  é o Preço do Combustível 1 no mês anterior ao mês de apuração “m”

$PCF2_{m-1}$  é o Preço do Combustível 2 no mês anterior ao mês de apuração “m”

$PCF3_{m-1}$  é o Preço do Combustível 3 no mês anterior ao mês de apuração “m”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

#### **Importante:**

Para obtenção do valor do fechamento do contrato futuro de gás natural, ou do preço do petróleo Brent, é considerada a cotação de fechamento, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

58.2. Para empreendimentos termelétricos a gás natural enquadradas no PPT, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = GAS\_PPT_{p,t,l,ml}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$GAS\_PPT_{p,t,l,ml}$  é o Preço de Referência do Gás Natural para empreendimentos enquadrados no PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “ml”

“ml” é o mês de referência para reajuste do leilão

58.3. Para empreendimentos termelétricos a óleo diesel, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R\_ODI_{p,t,l}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R\_ODI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.3.1. O valor de referência do preço do óleo diesel no mercado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_ODI_{p,t,l} = ODI\_SF_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_ODI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$ODI\_SF_{mht-1}$  é o Preço do Óleo Diesel no mercado Internacional, sem frete, no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do óleo diesel no mercado internacional, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional sem frete, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

58.4. Para empreendimentos termelétricos a óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R\_OCBI_{p,t,l}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R_{OCBI_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.4.1. O valor de referência do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R_{OCBI_{p,t,l}} = OCBI_{SF_{mht-1}} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS_{U_{mht-1}}}$$

Onde:

$R_{OCBI_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível do tipo Baixo teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$ODI_{SF_{mht-1}}$  é o preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre no mercado Internacional, sem frete, no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS_{U_{mht-1}}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

#### **Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do óleo combustível do tipo baixo teor de enxofre, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional sem frete, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

58.5. Para empreendimentos termelétricos a óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R_{OCAI_{p,t,l}}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R_{OCAI_{p,t,l}}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.5.1. O valor de referência do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_OCAI_{p,t,l} = OCAI\_SF_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_OCAI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$OCAI\_SF_{mht-1}$  é o Preço do Óleo Combustível do tipo Alto teor de Enxofre no mercado Internacional, sem frete, no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

#### **Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do óleo combustível do tipo alto teor de enxofre, é considerado o preço do óleo combustível no mercado internacional sem frete, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

58.6. Para empreendimentos termelétricos a carvão mineral importado, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R\_CMI_{p,t,l}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R\_CMI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Carvão Mineral Importado no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.6.1. O valor de referência do preço do carvão mineral importado internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_CMI_{p,t,l} = CMI_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_CMI_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Carvão Mineral Importado no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$CMI_{mht-1}$  é o Preço do Carvão Mineral Importado no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do carvão mineral importado, é considerado o preço do combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

58.7. Para empreendimentos termelétricos a coque de petróleo, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R\_CPET_{p,t,l}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R\_CPET_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Coque de Petróleo no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.7.1. O valor de referência do preço do coque de petróleo internacional é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_CPET_{p,t,l} = CPET_{mht-1} * \frac{\sum_{d \in mht-1} TMC_d}{DIAS\_U_{mht-1}}$$

Onde:

$R\_CPET_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço do Coque de Petróleo no mercado Internacional da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$CPET_{mht-1}$  é o Preço do Coque de Petróleo no mercado Internacional no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

$TMC_d$  é a Taxa de Câmbio Diária para o dia “d”

$DIAS\_U_{mht-1}$  é a Quantidade de Dias Úteis no mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

Para obtenção do valor de referência do preço do coque de petróleo internacional, é considerado o preço do combustível no mercado internacional, a taxa de câmbio diária e os dias úteis. Este valor é baseado nas informações do mês anterior ao do requerimento da habilitação técnica para participação no leilão.

58.8. Para os demais empreendimentos, o preço de referência do combustível é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRCOMB_{p,t,l} = R\_PDCOMB_{p,t,l}$$

Onde:

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$R\_PDCOMB_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

58.8.1. O valor de referência do preço dos demais combustíveis é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$R\_PDCOMB_{p,t,l} = PDCOMB_{p,t,l}$$

Onde:

$R\_PDCOMB_{p,t,l}$  é o Valor de Referência do Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$PDCOMB_{p,t,l}$  é o Preço dos Demais Combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

### 3.5.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova, realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente

Preço do Carvão Mineral Importado		
CMI <sub>m</sub>	Descrição	Preço do carvão mineral importado referente a média do preço do carvão mineral importado (CIF ARA), publicado pela <i>Platts - Coal Trader International</i> no mês de apuração, “m”
	Unidade	USD/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Preço do Coque de Petróleo no Mercado Internacional</b>		
<b>CPET<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Preço do coque de petróleo no mercado internacional referente ao preço médio mensal dos valores da cotação de preços semanais do coque equivalente ( <i>US Gulf 5/6% sulphur &lt;50HGI</i> ), publicado pela <i>Platts International Coal Report</i> no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	USD/mt
	<b>Fornecedor</b>	CCEE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos
<b>Valor Absoluto do Consumer Price Index for All Urban Consumers – CPI-U</b>		
<b>CPI_U<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Valor Absoluto do Consumer Price Index for All Urban Consumers – CPI-U, no mês de apuração “m”, publicado pelo Bureau of Labor Statistics, do Department of Labor dos Estados Unidos da América”
	<b>Unidade</b>	n.a
	<b>Fornecedor</b>	CCEE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos
<b>Quantidade de Dias Úteis</b>		
<b>DIAS_U<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Quantidade de dias úteis no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	n.a.
	<b>Fornecedor</b>	CCEE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos
<b>Preço de Referência do Gás Natural para empreendimentos Enquadrados no PPT</b>		
<b>GAS_PPT<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Preço de Referência do Gás Natural para empreendimentos enquadrados no PPT da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	R\$/MMBTU
	<b>Fornecedor</b>	Aneel
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos
<b>GNNYMEX<sub>m</sub></b>	<b>Cotação do Fechamento do Contrato Futuro de Gás Natural na Nymex</b>	

	Descrição	Cotação do fechamento do contrato futuro de gás natural na NYMEX referente ao antepenúltimo dia útil dos Estados Unidos - <i>Henry Hub Natural Gas Futures Contracts</i> - NG1, publicado pela <i>Platts - Gas Daily</i> , no mês de apuração, "m"
	Unidade	USD/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### Cotação de Gás Natural na Nymex de Referência

GNNYMEX_REF <sub>t,l</sub>	Descrição	Cotação de gás natural na NYMEX de Referência para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	USD/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### Cotação Média do UK National Balancing Point

NBP <sub>m</sub>	Descrição	Cotação Média do UK National Balancing Point no mês de apuração "m"
	Unidade	US\$/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### Cotação do UK National Balancing Point de Referência

NBP_REF <sub>t,l</sub>	Descrição	Cotação do UK National Balancing Point de Referência para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	US\$/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### Cotação Média do Japan/KoreaMarker - JKM

JKM <sub>m</sub>	Descrição	Cotação Média do Japan/KoreaMarker - JKM no mês de apuração "m"
	Unidade	US\$/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Cotação do Japan/KoreaMarker - JKM de Referência</b>		
<b>JKM_REF<sub>t,l</sub></b>	Descrição	Cotação Média do Japan/KoreaMarker - JKM de Referência para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	US\$/MMBTU
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Combustível Tipo Alto Teor de Enxofre sem Frete</b>		
<b>OCAI_SF<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível tipo Alto teor de Enxofre equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 6 3% USG waterborne Platts mid</i> , sem frete, no mês de apuração, "m"
	Unidade	USD/kg
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Combustível Tipo Baixo Teor de Enxofre sem Frete</b>		
<b>OCBI_SF<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo combustível tipo baixo teor de enxofre equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 6 1% USG waterborne Platts mid</i> , sem frete, no mês de apuração, "m"
	Unidade	USD/k0067
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço do Óleo Diesel sem Frete</b>		
<b>ODI_SF<sub>m</sub></b>	Descrição	Preço do óleo diesel equivalente no mercado internacional - <i>US Gulf nº 2 waterborne Platts mid</i> , sem frete, no mês de apuração "m"
	Unidade	USD/litro
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica</b>		
<b>PARAM_A<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, para usina "p", do produto "t", do leilão "l"
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parâmetro B, definido na Habilitação Técnica</b>		
<b>PARAM_B<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica</b>		
<b>PARAM_C<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica</b>		
<b>PARAM_D<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica</b>		
<b>PARAM_E<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica</b>		
<b>PARAM_F<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável</b>	
<b>PARAM_A_PV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Parâmetro B, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável</b>	
<b>PARAM_B_PV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro A, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável, para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável</b>	
<b>PARAM_C_PV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro C, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável</b>	
<b>PARAM_D_PV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Parâmetro D, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>PARAM_E_PV<sub>p,t,l</sub></b>	<b>Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável</b>	

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Parâmetro E, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”</p> <p>n.a</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos</p>
	<b>Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica referente à Parcela Variável</b>	
PARAM_F_PV <sub>p,t,l</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Parâmetro F, definido na Habilitação Técnica, referente à Parcela Variável para usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”</p> <p>n.a</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos</p>
	<b>Cotação do Petróleo Brent</b>	
PBRENT <sub>m</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Cotação do petróleo Brent referente a média mensal das médias das cotações superior e inferior do petróleo <i>Brent (dated Brent)</i>, publicado pela <i>Platts - Crude oil Marketwire Report</i> no mês de apuração, “m”</p> <p>USD/bbl</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos</p>
	<b>Cotação do Petróleo de Referência</b>	
PBRENT_REF <sub>t,l</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Cotação do petróleo Brent de Referência para cada produto “t”, do leilão “l”</p> <p>USD/bbl</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos</p>
	<b>Preço do Combustível 1</b>	
PCF1 <sub>m</sub>	<p>Descrição</p>	<p>Preço do combustível 1 representado pelas médias mensais dos pontos médios diários das cotações superior e inferior referentes ao um mês publicados no <i>Platts Oilgram Price Report</i>, tabela <i>Product Price Assessments</i>, do produto designado</p>

	na referida publicação por <i>fuel oil 3,5% cargoes FOB med basis Italy</i> no mês de apuração, “m”
Unidade	USD/mt
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### Preço do Combustível 2

PCF2 <sub>m</sub>	Descrição	Preço do combustível 2 representado pela média mensal dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, referentes a um mês publicados no <i>Platts Oilgram Price Report</i> , tabela <i>Product Price Assessments</i> , do produto designado na referida publicação por <i>fuel oil 6 sulphur 1% 8° API US Gulf Coast waterborne</i> no mês de apuração, “m”
	Unidade	USD/mt
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### Preço do Combustível 3

PCF3 <sub>m</sub>	Descrição	Preço do combustível 3 representado pela média mensal dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, referentes a um mês publicados no <i>Platts Oilgram Price Report</i> , tabela <i>Product Price Assessments</i> , do produto designado na referida publicação por <i>fuel oil 1% sulphur cargoes FOB NWE</i> no mês de apuração “m”
	Unidade	USD/mt
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### Preço dos Demais Combustíveis

PDCOMB <sub>p,t,l</sub>	Descrição	Valor preço dos demais combustíveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l” equivalente ao CVU vinculado aos Custos do Combustível constante no CCEAR
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Taxa de Câmbio Diária</b>		
<b>TMC<sub>d</sub></b>	Descrição	Taxa de câmbio diária, referente à cotação de venda divulgada pelo Banco Central do Brasil - BACEN (PTAX-800) para o dia "d"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	BACEN
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Taxa de Câmbio de Referência</b>		
<b>TMC_REF<sub>t,l</sub></b>	Descrição	Taxa de Câmbio de Referência para cada produto "t", do leilão "l"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA<sub>t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o produto "t" do leilão, "l", no mês de apuração, "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo I – Cálculo da variação do Índice de preços do Consumidor Amplo - IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.5.3. Dados de Saída do Cálculo dos Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente

<b>Variação Percentual do Combustível</b>		
<b>VP_COMB<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação percentual do combustível da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

<b>PCOMB<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Preço do Combustível</b>
--------------------------------	-----------------------------

Descrição	Preço do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$/unidade do combustível
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Preço de Referência do Combustível</b>		
PRCOMB <sub>p,t,l</sub>	Descrição	Preço de referência do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/unidade do combustível
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.6. ANEXO VI – Cálculo do CVU Estrutural dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente

#### Objetivo:

Determinar o CVU Estrutural dos empreendimentos que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente, que será utilizado nos modelos de programação energética e formação de preço.

#### Contexto:

O Custo Variável Unitário das termelétricas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade é utilizado nos modelos de programação energética e formação de preço, no entanto para esta finalidade são utilizados o horizonte de curto e médio prazo.

Para o horizonte de curto prazo, que se refere ao período inicial de dois meses, será utilizado o CVU conjuntural, determinado ao longo deste documento, e que retrata a variação verificada do preço dos combustíveis desde a data do leilão e deverá ser utilizado para fins de despacho.

Para o horizonte de médio prazo, que se refere aos 58 meses de um período total de sessenta meses, será utilizado o CVU Estrutural, calculado neste anexo, e que busca representar a variação do preço dos combustíveis no médio prazo. A [Figura 26](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

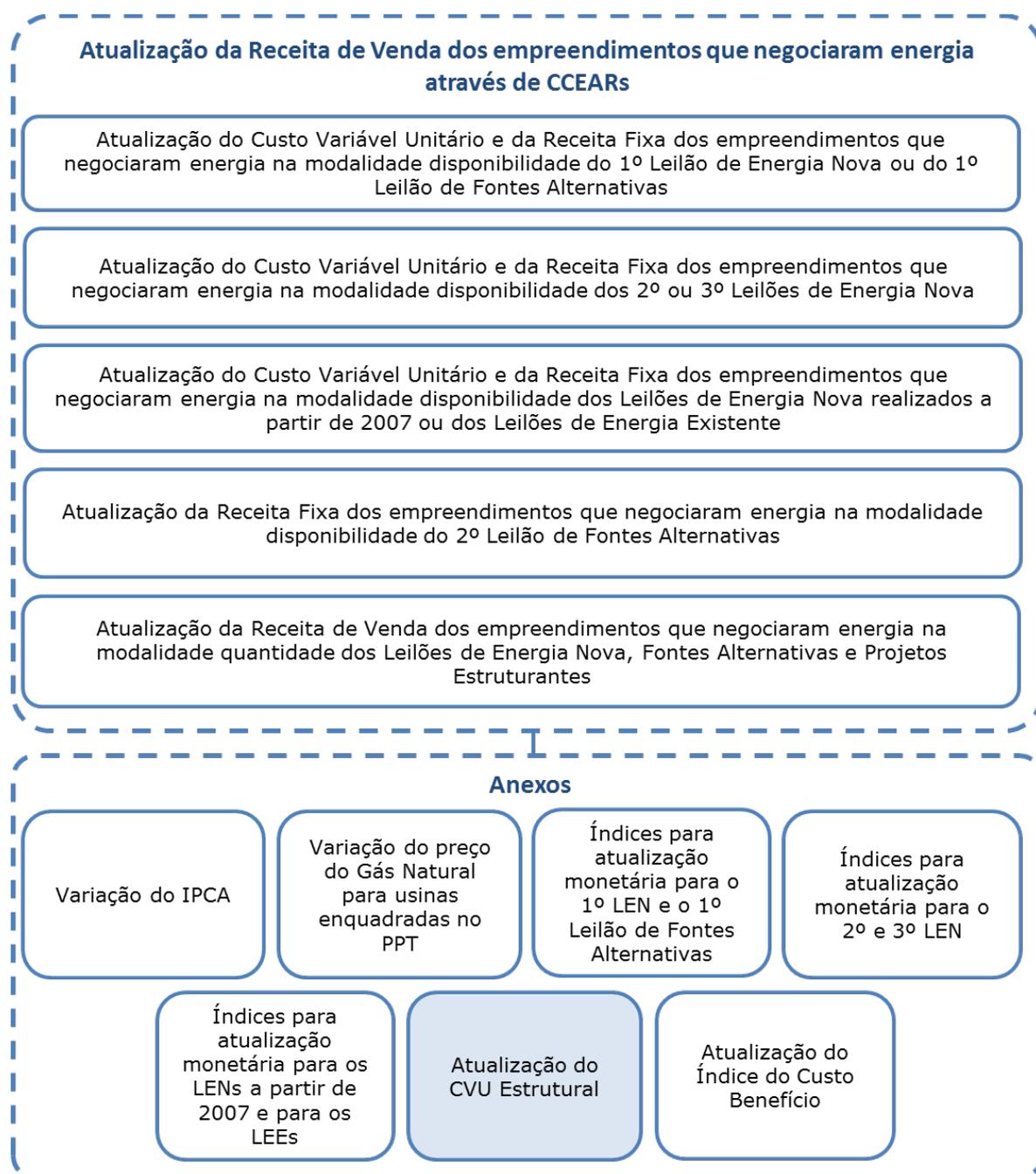


Figura 26: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 3.6.1. Cálculo do CVU Estrutural

O CVU estrutural dos empreendimentos que negociaram nos Leilões de Energia Nova/Existente é calculado mensalmente, em função da parcela referente ao custo atualizado do combustível, e pela parcela referente aos demais custos variáveis, conforme os seguintes comandos:

59. Para os empreendimentos de geração termelétrica, exceto os relacionados no 3º do art. 5º da Portaria MME nº 46, de 9 de março de 2007, a parcela atualizada do CVU Estrutural, vinculada ao custo com combustível dos empreendimentos é obtida através do produto do fator de conversão de combustível pelo preço do combustível da usina, de acordo com a seguinte equação:

*Se o empreendimento negociou em leilões anteriores a 2009:*

$$CVU\_E\_COMB\_A_{p,t,l,m} = FCONV_{p,t,l} * PCOMB\_MED_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_E\_COMB\_A_{p,t,l,m} = FCONV_{p,t,l} * PCOMB\_FUT_{p,t,l,m}$$

Onde:

CVU\_E\_COMB\_A<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Estrutural Atualizado vinculado ao custo com Combustível, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

FCONV<sub>p,t,l</sub> é o Fator de Conversão de Combustível em energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

PCOMB\_MED<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, equivalente à Média dos 12 Meses anteriores ao mês de apuração

PCOMB\_FUT<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, equivalente à Expectativa de Preço Futuro para o período de dez anos a partir do ano de realização do leilão, inclusive.

60. Para os empreendimentos de geração termelétrica relacionados no §3º do art. 5º da Portaria MME nº 46, de 9 de março de 2007, a parcela atualizada do CVU Estrutural, vinculada ao custo com combustível dos empreendimentos é obtida através do produto do fator de conversão de combustível pelo preço do combustível da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$CVU\_E\_COMB\_A_{p,t,l,m} = CVU\_COMB_{p,t,l}$$

Onde:

CVU\_E\_COMB\_A<sub>p,t,l,m</sub> é o CVU Estrutural Atualizado vinculado ao custo com Combustível, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

CVU\_COMB<sub>p,t,l</sub> é o CVU vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

61. A parcela do CVU Estrutural vinculada aos demais custos variáveis atualizada é obtida através do produto do CVU vinculado aos demais custos pelo percentual de variação do IPCA.

- 61.1. Para empreendimentos comprometidos com CCEAR proveniente de Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante, o cálculo é realizado de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for o mês de referência para atualização definido no CCEAR (Tabela 3):*

$$CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,m} = CVU\_DC_{p,t,l} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

*Caso contrário:*

$$CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,m} = CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Estrutural Atualizado vinculado aos Demais custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC_{p,t,l}$  é o CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU da parcela de usina “p”

**Importante:**

Os CCEARs definem como mês base a ser utilizado para a atualização o estabelecido na Portaria MME nº42/2007 (mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão “mht-1”), entretanto deve ser considerado o estabelecido nos Informes Técnicos da EPE específicos para cada leilão.

61.2. Para os demais leilões, o cálculo é realizado de acordo com as seguintes equações:

Se o mês de apuração for o mês de referência para atualização definido no CCEAR ([Tabela 3](#) ~~Tabela-3~~):

$$CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,m} = CVU\_DC_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

Caso contrário:

$$CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,m} = CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,muat}$$

Onde:

$CVU\_E\_DC\_A_{p,t,l,m}$  é o CVU Estrutural Atualizado vinculado aos Demais custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC_{p,t,l}$  é o CVU vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do CVU dos demais custos

**Importante:**

No mês de início de suprimento será realizada a atualização do valor do CVU Estrutural vinculado aos Demais Custos ( $CVU\_E\_DC_{p,t,l}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA do mês de referência para atualização (Tabela 3) definido no CCEAR.

62. O custo variável unitário estrutural atualizado dos empreendimentos que negociaram nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou nos Leilões de Energia Existente é

obtido através da soma das parcelas vinculadas ao combustível e aos demais custos atualizados de acordo com a seguinte equação:

$$CVU_{E_{p,t,l,e,m}} = CVU_{E\_COMB\_A_{p,t,l,m}} + CVU_{E\_DC\_A_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$CVU_{E_{p,t,l,e,m}}$  é o CVU Estrutural Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU_{E\_COMB\_A_{p,t,l,m}}$  é o CVU Estrutural Atualizado vinculado ao custo com Combustível, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CVU_{E\_DC\_A_{p,t,l,m}}$  é o CVU Estrutural Atualizado vinculado aos Demais Custos variáveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 3.6.2. Dados de Entrada do cálculo do Custo Variável Unitário Estrutural dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou dos Leilões de Energia Existente

<b>Custo Variável Unitário vinculado aos Demais Custos da usina</b>		
<b>CVU_DC<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	CVU vinculado aos Demais Custos variáveis da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Conversão de Combustível</b>		
<b>FCONV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Fator de conversão de combustível em energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE

	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço do Combustível equivalente à expectativa de preço futuro para o período de dez anos a partir do ano de realização do Leilão</b>	
<b>PCOMB_FUT<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, equivalente à expectativa de preço futuro do combustível, para o período de 10 anos, contados a partir do ano de realização do leilão, estimado com base nas projeções de combustíveis equivalentes do cenário de referência publicado pela <i>Energy Information Administration – EIA no Annual Energy Outlook – AEO</i>
	Unidade	R\$/unidade do combustível
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Preço do Combustível equivalente à média dos 12 meses anteriores à habilitação técnica da usina</b>	
<b>PCOMB_MED<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, equivalente à média dos preços de fechamento diário, do mercado <i>SPOT</i> , publicado no <i>Platts Oilgram Price Report</i> , nos 12 últimos meses.
	Unidade	R\$/unidade do combustível
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Variação percentual do IPCA</b>	
<b>VP_IPCA<sub>t,l,m</sub></b>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o produto “t” do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Anexo I – Cálculo da variação do Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.6.3. Dados de Saída do cálculo do Custo Variável Unitário Estrutural dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade nos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou dos Leilões de Energia Existente

CVU Estrutural atualizado da usina		
CVU <sub>E<sub>p,t,l,e,m</sub></sub>	Descrição	CVU Estrutural atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.7. ANEXO VII – Atualização do Índice de Custo Benefício e Receita Fixa Original

#### Objetivo:

Determinar o Índice de Custo Benefício (ICB) e Receita Fixa Original atualizada das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade, para fins de cálculo do MCSD de Energia Nova, incluindo também as reduções permanentes e rescisões conforme normativos em vigor.

#### Contexto:

Para os CCEARs na modalidade disponibilidade, deverá ser considerado o ICB, que foi base para a comparação de diferentes empreendimentos no leilão de energia nova, tanto para fins de mecanismo reverso, quanto para valoração das cessões decorrentes do mecanismo. Além disso, nos casos de rescisão e redução permante é necessário utilizar um valor de receita fixa original atualizada, desconsiderando as reduções temporárias vigentes, para fins de indenização. A [Figura 27](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

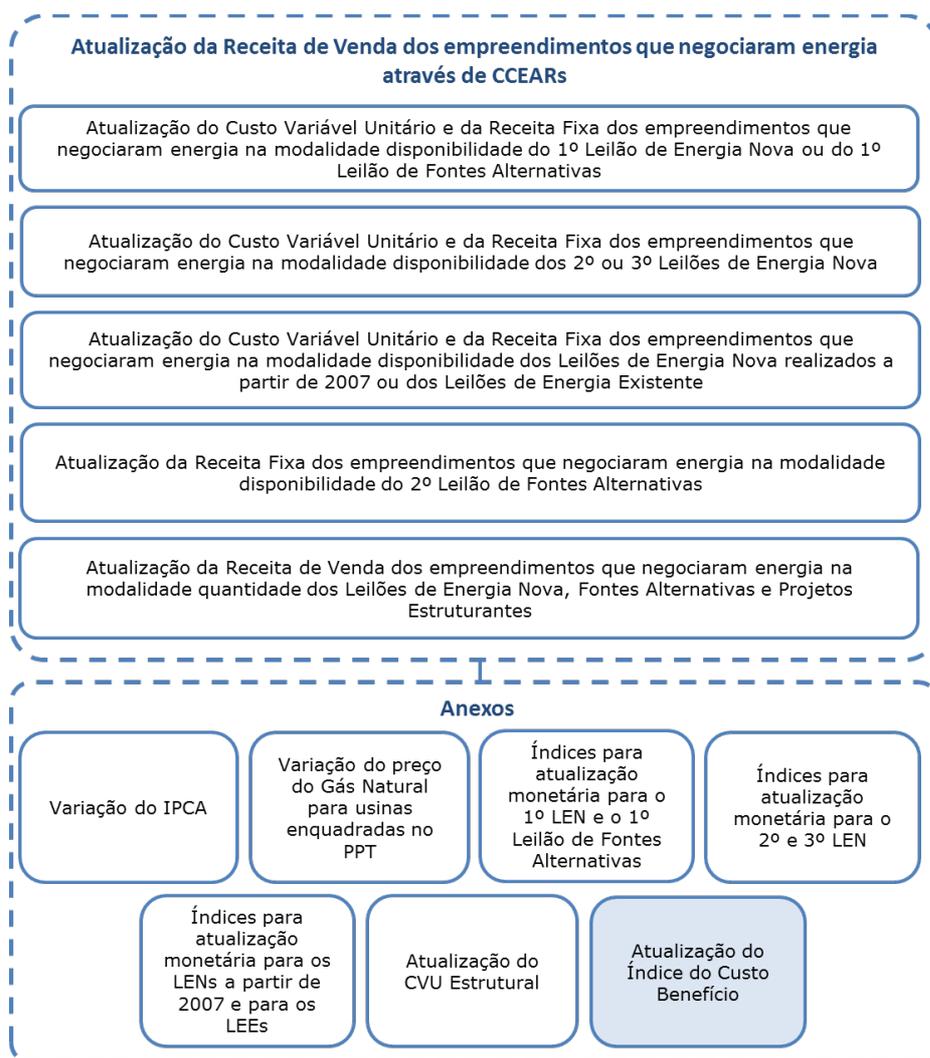


Figura 27: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR”

### 3.7.1. Atualização do Índice de Custo Benefício

O processo de atualização dos ICBs decorrentes dos leilões tem como base a variação do IPCA, sendo composto pelos seguintes comandos e expressões:

63. O ICB é utilizado como parâmetro para determinação da valoração das cessões do MCSD de Energia Nova para os contratos por disponibilidade.

63.1. Para o 1º, 2º e 3º Leilões de Energia Nova e 1º Leilão de Fontes Alternativas, a atualização do ICB é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$ICB_{A_{p,t,l,e,m}} = ICB_{p,t,l} * VP_{IPCA}_{t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$ICB_{A_{p,t,l,e,m}} = ICB_{A_{p,t,l,e,muat}}$$

Onde:

$ICB_{A_{p,t,l,e,m}}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ICB_{p,t,l}$  é o Índice de Custo Benefício do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês do último reajuste tarifário da distribuidora compradora

**Importante:**

Quando não houver histórico associado ao “muat”, será calculado o Preço de Venda atualizado ( $ICB_{A_{p,t,l,e,muat}}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA no último mês de reajuste da distribuidora.

63.2. Para os demais leilões, a atualização do ICB é obtida de acordo com as seguintes equações:

Se o mês de apuração for igual ao mês de referência para atualização definido no CCEAR (Tabela 3):

$$ICB_{A_{p,t,l,e,m}} = ICB_{p,t,l} * VP\_IPCA_{t,l,m}$$

Caso contrário:

$$ICB_{A_{p,t,l,e,m}} = ICB_{A_{p,t,l,e,muat}}$$

Onde:

$ICB_{A_{p,t,l,e,m}}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ICB_{p,t,l}$  é o Índice de Custo Benefício do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$VP\_IPCA_{t,l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês do último reajuste tarifário da distribuidora compradora

**Importante:**

Quando não houver histórico associado ao “muat”, será calculado o Preço de Venda atualizado ( $ICB_{A_{p,t,l,e,muat}}$ ) utilizando a Variação Percentual do IPCA do mês de referência para atualização (Tabela 3) definido no CCEAR.

64. A ponderação do Índice de Custo Benefício Atualizado de cada usina é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$ICB_{AP_{p,t,l,m}} = \frac{\sum_{e \in EPTL} (QM_{e,m} * ICB_{A_{p,t,l,e,m}})}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

$ICB_{AP_{p,t,l,m}}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado e ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ICB_{A_{p,t,l,e,m}}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### **Importante:**

Quando todos os valores  $QM_{e,m}$  para os contratos do conjunto “EPTL” forem iguais a zero ou não existirem, o cálculo do  $ICB_{AP_{p,t,l,m}}$  deve ser obtido pela média aritmética dos valores de  $ICB_{A_{p,t,l,e,m}}$  dos contratos.

### **3.7.2. Atualização da Receita Fixa Original**

65. A Receita Fixa unitária é determinada para usinas termelétricas, com CVU não nulo, com objetivo de calcular a indenização paga pelo gerador, sem que as reduções temporárias impactem no valor final.
- 65.1. De forma a simplificar as regras de comercialização, estão descritas abaixo as condições de cálculo apenas das usinas ainda passíveis de redução conforme norma vigente, ou seja, apenas os leilões que possuem usinas que não entraram em operação comercial.
- 65.2. Os cálculos referentes à indenização, bem dos seus insumos, serão calculados para todas as usinas enquadradas acima, independente do início de suprimento do contrato.
- 65.3. O ano de referência para o cálculo da receita será o primeiro de suprimento. Caso o primeiro ano de suprimento não se inicie em janeiro será considerado o próximo ano de suprimento que tenha um ano completo.
66. Inicialmente se faz necessária a apuração da Receita Fixa Relacionada ao Combustível, considerando o preço do combustível na data da habilitação técnica, determinada conforme seguinte equação:

$$RFIX\_COMB\_ORI_{p,t,l,f} = 8760 * INFLEX\_ORI_{p,t,l,f} * FCONV_{p,t,l} * PRCOMB_{p,t,l}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_ORI_{p,t,l,f}$  é a receita Fixa relacionada ao Combustível Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_ORI_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Original do Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$FCONV_{p,t,l}$  é o Fator de Conversão de combustível para energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$PRCOMB_{p,t,l}$  é o Preço de Referência do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

67. De forma a considerar a variação da Receita Fixa Relacionada ao Combustível, é necessária a atualização no mês de novembro da receita considerando o valor atual da parcela combustível do CVU, conforme seguinte equação:

*Para usinas a gás natural comprometidas com leilões realizados de 2017 em diante:*

$$RFIX\_COMB\_ORI\_A_{p,t,l,f} = 8760 * INFLEX\_ORI_{p,t,l,f} * FCONV_{p,t,l} * PM\_GN_{p,t,l,m}$$

*Para as demais usinas:*

$$RFIX\_COMB\_ORI\_A_{p,t,l,f} = 8760 * INFLEX\_ORI_{p,t,l,f} * FCONV_{p,t,l} * PCOMB_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFIX\_COMB\_ORI\_A_{p,t,l,f}$  é a receita Fixa relacionada ao Combustível Original Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_ORI_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Original do Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$FCONV_{p,t,l}$  é o Fator de Conversão de combustível para energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$PM\_GN_{p,t,l,m}$  é o Preço Médio vinculado ao reajuste da receita fixa do Preço do Gás Natural não PPT, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PCOMB_{p,t,l,m}$  é o Preço do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

68. De forma análoga é necessário determinar a Receita Fixa relacionada aos demais custos, referenciada ao momento do leilão, conforme seguinte equação:

$$RFIX\_DC\_ORI_{p,t,l,f} = RFIX\_LEILAO\_ORI_{p,t,l,f} - RFIX\_COMB\_ORI_{p,t,l,f}$$

Onde:

$RFIX\_DC\_ORI_{p,t,l,f}$  é a receita Fixa Contratual relacionada aos Demais Custos Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_LEILAO\_ORI_{p,t,l,f}$  é a Receita Fixa Original do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_COMB\_ORI_{p,t,l,f}$  é a receita Fixa relacionada ao Combustível Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

69. Para valorar as indenizações por contrato, tanto a Receita Fixa relacionadas aos Demais Custos, quanto a Receita Fixa Atualizada vinculada ao Combustível, devem ser segregadas para cada contrato, conforme seguintes comandos:

- 69.1. O Fator de Proporcionalização dos Contratos Originiais, considera o montante original de cada contrato, com relação os montantes originiais de todos os contratos da usina naquele produto, conforme seguinte equação:

$$F\_RC\_ORI_{p,t,l,e,f} = \frac{MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}}{\sum_{e \in EPTL} MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}}$$

Onde:

$F\_RC\_ORI_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”.

$MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}$  é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

69.2. A Receita Fixa relacionadas aos Demais Custos será proporcionalizada a partir do montante contratual resultante do leilão, ou seja, também sem interferência de reduções anteriores:

$$RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f} = RFIX\_DC\_ORI_{p,t,l,f} * F\_RC\_ORI_{p,t,l,e,f}$$

Onde:

$RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f}$  é a receita Fixa Contratual relacionada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_DC\_ORI_{p,t,l,f}$  é a receita Fixa Contratual relacionada aos Demais Custos Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$F\_RC\_ORI_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

69.3. A Receita Fixa relacionadas aos Demais Custos será proporcionalizada a partir do montante contratual resultante do leilão, ou seja, também sem interferência de reduções anteriores:

$$RFIX\_CNTR\_COMB\_A_{p,t,l,e,f} = RFIX\_COMB\_ORI\_A_{p,t,l,f} * F\_RC\_ORI_{p,t,l,e,f}$$

Onde:

$RFIX\_CNTR\_COMB\_A_{p,t,l,e,f}$  é a receita Fixa Contratual Anual relacionada ao Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_COMB\_ORI\_A_{p,t,l,f}$  é a receita Fixa relacionada ao Combustível Original Atualizada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$F\_RC\_ORI_{p,t,l,e,f}$  é o Fator de Rateio de Contratos Original da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

70. Dessa forma, a Receita Fixa atualizada pelos demais custos é atualizada, conforme cada leilão, pela variação do IPCA, conforme seguintes comandos:

70.1. Para as usinas comprometidas com o 2º LEN, especificamente na data de reajuste da distribuidora se faz necessário realizar a ponderação do ajuste considerando a data de reajuste, conforme determinado nos respectivos CCEARs:

*Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora:*

$$RFIX\_CNTR\_DC\_A_{p,t,l,e,f} = \frac{(RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f} * VP\_IPCA_{t,l,muat-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f} * VP\_IPCA_{t,l,m})}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Para os demais meses:*

$$RFIX\_CNTR\_DC\_A_{p,t,l,e,f} = RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f} * VP\_IPCA_{t,l,muat}$$

Onde:

$RFIX\_CNTR\_DC\_A_{p,t,l,e,f}$  é a receita Fixa Contratual Atualizada relacionada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f}$  é a receita Fixa Contratual relacionada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$VP\_IPCA_{l,m}$  é a Variação Percentual do IPCA para o leilão “l”, no mês de apuração “m”

$DIAS_d$  refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada aos demais custos da parcela de usina “p”

70.2. Para as demais usinas, a atualização ocorrerá na mesma referência para todos os contratos da usina naquele produto, conforme seguinte equação:

$$RFIX\_CNTR\_DC\_A_{p,t,l,e,f} = RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f} * \frac{NIPCA_{muat-1}}{NIPCA_{mht-1}}$$

Onde:

$RFIX\_CNTR\_DC\_A_{p,t,l,e,f}$  é a receita Fixa Contratual Atualizada relacionada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$RFIX\_CNTR\_DC_{p,t,l,e,f}$  é a receita Fixa Contratual relacionada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização da receita fixa vinculada aos demais custos da parcela de usina “p”

“mht-1” é o mês anterior ao mês do requerimento da habilitação técnica para participação do empreendimento no leilão

**Importante:**

A atualização deve respeitar o prazo de 12 meses decorridos do mês “mht-1”.

71. Por fim, a Receita Fixa anual do agente, considerando as atualizações, é definida pela soma das 2 parcelas, conforme seguinte equação:

$$RFIX\_CNTR\_ORI\_A_{p,t,l,e,f} = RFIX\_CNTR\_COMB\_A_{p,t,l,e,f} + RFIX\_CNTR\_DC\_A_{p,t,l,e,f}$$

Onde:

RFIX\_CNTR\_ORI\_A<sub>p,t,l,e,f</sub> é a receita Fixa Contratual Original Atualizada pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

RFIX\_CNTR\_COMB\_A<sub>p,t,l,e,f</sub> é a receita Fixa Contratual Anual relacionada ao Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

RFIX\_CNTR\_DC\_A<sub>p,t,l,e,f</sub> é a receita Fixa Contratual Atualizada relacionada aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

### 3.7.3. Dados de Entrada do Cálculo da Atualização do índice de custo benefício

<b>Fator de Conversão de Combustível</b>		
<b>FCONV<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Fator de conversão de combustível em energia elétrica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Referência do Combustível</b>		
<b>PRCOMB<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Preço de referência do combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/unidade do combustível
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (ANEXO V - Índices utilizados para atualização monetária para os Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Índice de Custo Benefício a partir de 2007</b>		
<b>ICB<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Índice de Custo Benefício dos leilões a partir de 2007 da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Inflexibilidade Original do Leilão</b>		
<b>INFLEX_ORI</b> <sub>p,t,l,f</sub>	Descrição	Inflexibilidade Original pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante Contratual Original do Leilão</b>		
<b>MONT_CNTR_ORI</b> <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor</b>		
<b>NIPCA</b> <sub>m</sub>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Original do Leilão</b>		
<b>RFIX_LEILAO_ORI</b> <sub>p,t,l,f</sub>	Descrição	Receita Fixa Original do Leilão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA</b> <sub>t,l,m</sub>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste da Receita de Venda (Anexo I – Cálculo da Variação do índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA)

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.7.4. Dados de Saída do Cálculo da Atualização do Índice de Custo Benefício

<b>Declaração de Inflexibilidade</b>		
ICB_A <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Índice de Custo Benefício atualizado e ponderado</b>		
ICB_AP <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Índice de Custo Benefício atualizado e ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Receita Fixa Contratual Original Atualizada</b>		
RFIX_CNTR_ORI_A <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Receita Fixa Contratual Original Atualizada pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

**ANEXO XVIII**  
**Receita de Venda de CCEAR**  
**Versão 2021.2.0**

## **1. Introdução**

**Este módulo envolve:** As contrapartes dos contratos por disponibilidade e quantidade.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os contratos oriundos dos leilões de energia elétrica promovidos pela ANEEL são celebrados nas modalidades quantidade e disponibilidade.

O módulo de regras “Receita de Venda de CCEAR” aborda a composição da receita de venda de usinas vendedoras de contratos no ambiente regulado, considerando a entrada em operação comercial posterior ao início do fornecimento (descasamento), atraso no cronograma de entrada em operação comercial das unidades geradoras, parcelas variáveis e eventuais ressarcimentos motivados pelo não cumprimento de cláusulas contratuais presentes nos contratos por disponibilidade firmados entre os agentes, contratos estes previstos nos Decretos nº 5.163/04 e nº 6.353/08.

Os ressarcimentos são uma série de mecanismos instituídos, baseados nas respectivas cláusulas contratuais, com o objetivo de proteger na forma de compensações o agente comprador, caso as condições de comercialização ofertadas nos leilões não sejam integralmente observadas pelo vendedor ao longo do período de suprimento do contrato.

Na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova e na modalidade disponibilidade de todos os leilões regulados, a CCEE apura a receita de venda e divulga os resultados para que os vendedores possam efetuar o faturamento de acordo com cada contrato.

No eventual despacho de uma usina que vende um produto por disponibilidade, os custos variáveis de produção associados à operação da usina são repassados às distribuidoras participantes do referido leilão. Portanto, o custo da energia atrelada a um contrato por disponibilidade é composto por duas parcelas, uma fixa e outra variável.

A parcela fixa representa valor de remuneração anual da usina apresentado pelo vendedor no leilão, expresso em reais por ano, que inclui, dentre outros, a critério do vendedor: (i) custo e remuneração do investimento (taxa interna de retorno); (ii) custos de conexão e uso do sistema de distribuição e transmissão; (iii) custos decorrentes do consumo de combustível e da operação e manutenção da usina correspondentes à declaração de inflexibilidade; (iv) custos de seguros e garantias da usina e dos compromissos financeiros do vendedor; e (v) tributos e encargos diretos e indiretos necessários à execução do objeto do contrato.

Já a parcela variável é obtida pela geração do empreendimento flexível ao Custo Variável Unitário - CVU. Estes custos não são gerenciáveis pela parte compradora, uma vez que a operação destas usinas é coordenada pelo ONS. A Receita Variável é determinada pela geração realizada acima da inflexibilidade ([Figura 1](#)~~Figura 1~~) valorada ao Custo Variável Unitário - CVU.

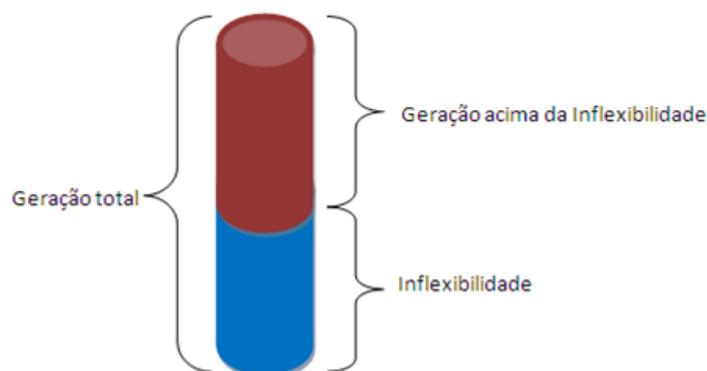


Figura 1: Geração utilizada para pagamento da parcela variável

A receita fixa e a receita variável são reajustadas de acordo com as regras estipuladas pelo Ministério de Minas e Energia – MME para cada leilão, conforme determinado no módulo de “Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR”.

A Receita de Venda dos empreendimentos comprometidos com Contrato de Energia de Reserva - CER é apurada no módulo “Contratação de Energia de Reserva” das Regras de Comercialização.

A ~~Figura 2~~ ~~Figura-2~~ apresenta a relação do módulo de “Receita de Venda de CCEAR” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

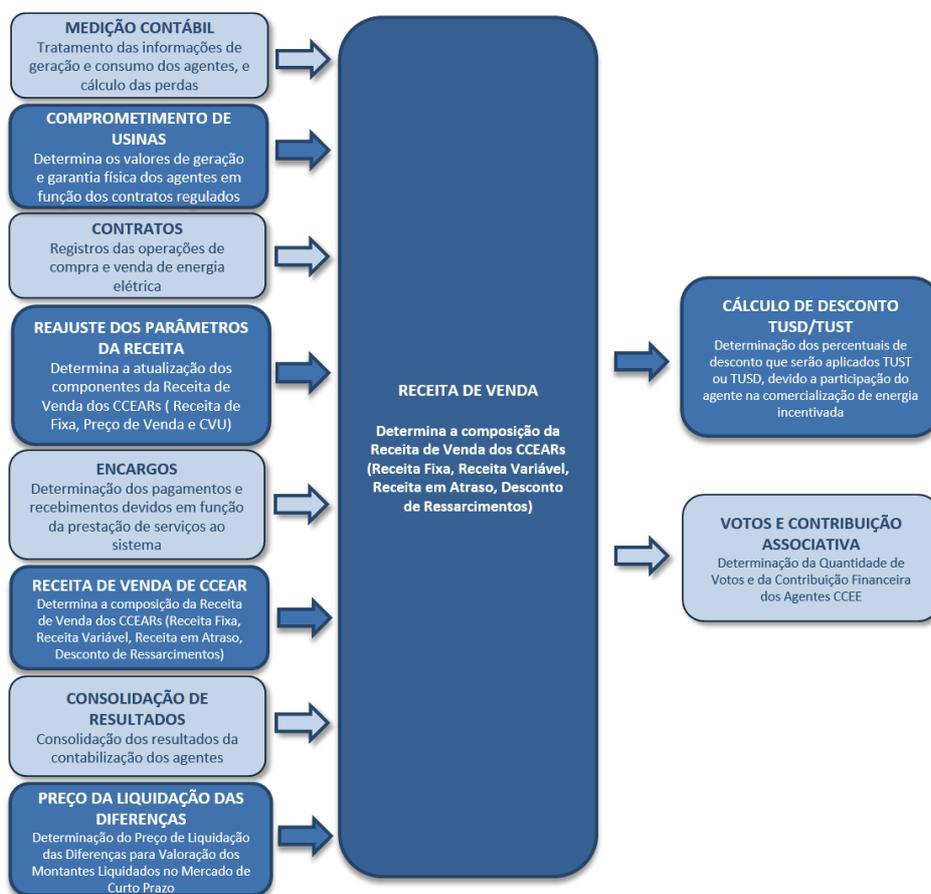


Figura 2: Relação do módulo de Receita de Venda de CCEAR com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Receita de Venda de CCEAR”, esquematizado na [Figura 3](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo principal de apurar a Receita de Venda dos empreendimentos comprometidos com CCEARs, bem como os ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores dos contratos por disponibilidade:

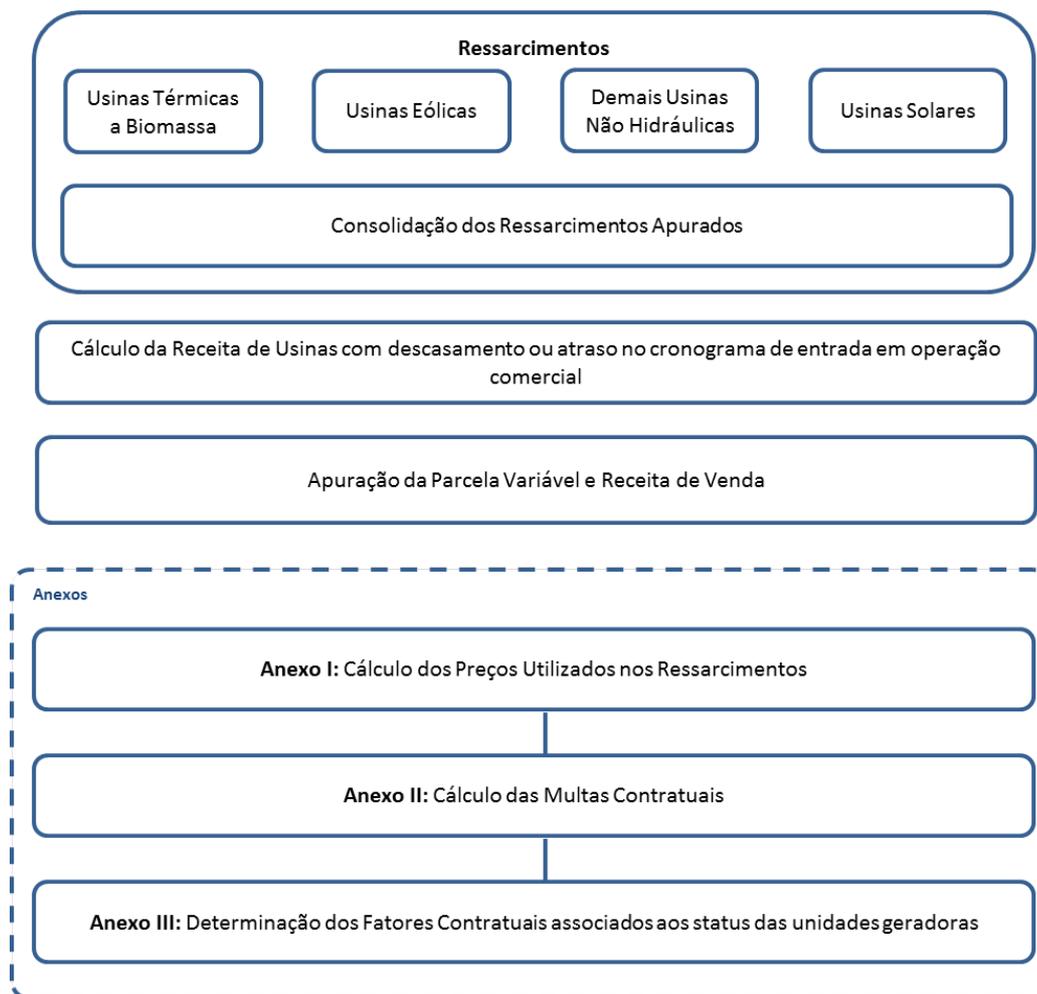


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

#### **Detalhamento das etapas da apuração da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs**

- **Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Termelétricas a Biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III):** define os

ressarcimentos devidos das usinas com CVU nulo (Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III), onde a apuração destes valores é realizada em base anual.

- **Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Eólicas):** define os ressarcimentos devidos das usinas eólicas, e apresenta apuração em base anual e quadrienal.
- **Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA):** define os ressarcimentos devidos das usinas com CVU não nulo (Modalidade de Despacho tipos IA e IIA).
- **Consolidação dos ressarcimentos Apurados:** Esta etapa constitui o total de ressarcimentos devidos por usina, vinculada a um perfil de agente vendedor de CCEARs por Disponibilidade, aos seus respectivos compradores.
- **Detalhamento da apuração da Receita Fixa dos empreendimentos em atraso, ou descasamento:** esta etapa efetua a apuração da receita dos empreendimentos que apresentaram atraso na entrada em operação comercial ou descasamento, este último exclusivo para as usinas comprometidas com os Leilões de Energia Nova ou Fontes Alternativas realizados de 2011 em diante.
- **Detalhamento da apuração da Parcela Variável e Receita de Venda:** esta etapa efetua o cálculo da receita de venda total do vendedor e determina os valores das parcelas a serem pagas em cada CCEAR.

#### **Anexos**

- **Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos:** define os índices utilizados para valorar os ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores de contratos por disponibilidade.
- **Cálculo das Multas Contratuais:** esta etapa determina as multas referentes ao não cumprimento das obrigações relacionadas às medições anemométricas, prevista nos CCEARs de fonte eólica e em legislação específica, e multa por não fechamento do ciclo combinado, prevista nos contratos provenientes dos leilões de energia nova realizados de 2011 em diante.
- **Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras:** esta etapa determina os fatores, baseados na capacidade, que podem impactar tanto a receita fixa da usina, quanto a entrega de energia no MCP. Tais fatores podem refletir condições contratuais (status apta a entrar em operação comercial ou descasamento), condições físicas (status de operação comercial ou suspensão), ou ainda uma combinação entre eles (atraso e fora de operação comercial).

#### **1.1.1. Ressarcimentos**

Os CCEARs por disponibilidade preveem em suas respectivas cláusulas contratuais, uma série de mecanismos instituídos com o objetivo de proteger, na forma de compensações, o agente comprador caso as condições de comercialização ofertadas nos leilões não sejam integralmente observadas pelo vendedor ao longo do período de suprimento do contrato.

São previstas quatro motivações para cálculo de ressarcimentos, cujos efeitos não se encontram no MCP, devido aos contratos por disponibilidade, nos termos das cláusulas contratuais firmadas entre as contrapartes e decorrentes de fatores de responsabilidade dos geradores, sendo elas:

- Exposição ao mercado de curto prazo pelo comprador em decorrência do não atendimento ao despacho do ONS pelo gerador;
- Geração em montante inferior à inflexibilidade contratual;
- Insuficiência de geração em relação ao compromisso contratual anual;
- Insuficiência de geração em relação ao compromisso contratual quadrienal.

Além disso, o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal se aplica para usinas que, apesar de estarem despachadas por ordem de mérito pelo ONS, apresentam seu Custo Variável Unitário (CVU) acima do PLD.

O cálculo dos ressarcimentos devidos em função dos CCEARs por disponibilidade é dividido em três grupos de usinas:

- **Usina Térmica a Biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III:** com CVU nulo (Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III), onde a apuração destes valores é realizada em base anual.
- **Usinas Eólicas:** tem a apuração dos ressarcimentos realizada em base anual e quadrienal.
- **Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA:** com CVU não nulo (Modalidade de Despacho IA e IIA), onde a apuração dos ressarcimentos realizada em base mensal, exceto o ressarcimento por geração em montante inferior à inflexibilidade contratual dos leilões realizados antes de 2011, realizado em base anual.

### **1.1.2. Consolidação dos Ressarcimentos Apurados**

Esta etapa constitui o total de ressarcimentos devidos por usina, vinculada a um perfil de agente vendedor de CCEARs por Disponibilidade, aos seus respectivos compradores.

### **1.1.3. Detalhamento da apuração da Receita Fixa dos empreendimentos com descasamento ou em atraso**

Para empreendimentos comprometidos com CCEARs por Disponibilidade, provenientes de leilões de energia nova ou fontes alternativas realizados de 2011 em diante, a receita fixa é alterada nos casos em que for identificado o evento conhecido como descasamento, que ocorre quando a entrada em operação comercial, prevista no cronograma original de implantação, da usina for posterior ao início do período de suprimento do contrato. A alteração da receita fixa se dará conforme previsto em cada contrato.

O cálculo da receita fixa de empreendimento com unidade geradora que apresenta atraso no cronograma de entrada em operação comercial será influenciado nos termos de [ea regulamentação específica Resolução Normativa nº 595/2013](#).

A fim de cumprir a obrigação contratual, bem como mitigar o efeito sobre a receita de venda, o vendedor pode recompor lastro de empreendimento com atraso por meio de duas modalidades (i) por meio de Garantia Física descontratada de usinas de responsabilidade do agente, e/ou (ii) CCEALS de compra sinalizados para fins de recomposição.

Sendo a Recomposição realizada na modalidade de CCEALS de compra sinalizados para fins de recomposição, a receita fixa será definida com base no montante de energia decorrente do atraso, a ser precificado pelo menor dos seguintes valores (Figura 4):

- I. Preço do Contrato Original atualizado, que seria percebido pelo comprador caso a usina estivesse em operação comercial, degradado em 15% a partir do terceiro mês de atraso;
- II. O PLD médio mensal do submercado de entrega da energia associada ao contrato de venda original, acrescido do parâmetro “s”, definido em Resolução regulamentação específica, com objetivo de emular o ágio de mercado;
- III. Preço do Contrato Compra (CCEAL) sinalizado para fins de Recomposição de lastro em caso de atraso;

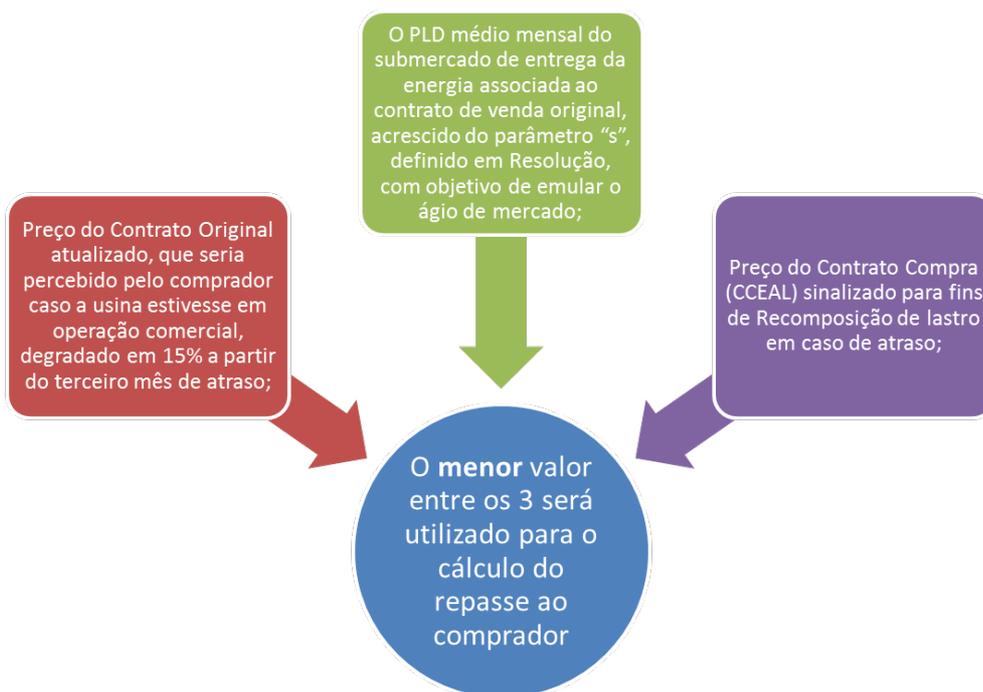


Figura 4: Identificação da variável a ser utilizada no cálculo da Receita Fixa do empreendimento com unidade geradora em atraso

Já para Recomposições realizadas na modalidade Garantia Física descontratada de usinas de responsabilidade do agente, a precificação será pelo menor valor entre:

- O critério I de repasse de custo de recomposição;
- O PLD médio mensal do submercado em que o contrato de venda original estiver registrado;

Entretanto, para situações específicas, definidas na regulação, um ou mais critérios de repasse de custo de recomposição podem ser afastados, são eles:

- Atraso excludente de responsabilidade do agente, reconhecido pela Aneel, decorrente de ato do poder público, caso fortuito ou força maior, onde a degradação de 15% do critério I e o critério II de repasse de custo de recomposição são afastados;
- Atraso ocorrido após a liberação da operação em teste no prazo previsto no ato de outorga, limitado a 90 dias, quando o critério II de repasse de custo de recomposição é afastado, quando a recomposição se dá por meio de contratos;
- Recomposição por meio de Contratos Registrados/Validados com Antecedência de pelo menos 6 meses em relação ao mês de apuração do atraso, quando o critério II de repasse de custo de recomposição é afastado.

O montante não recomposto também possui critérios específicos de valoração. Será considerado para tanto o menor valor entre:

- O critério I de repasse de custo de recomposição;
- O PLD médio mensal do submercado em que o contrato de venda original estiver registrado;

#### **1.1.4. Detalhamento da apuração da Parcela Variável e Receita de Venda**

A Receita Variável que compõe a Receita de Venda, dos empreendimentos comprometidos Leilões de Energia Nova e sem obrigação de entrega, é calculada com base no CVU e na geração realizada acima da inflexibilidade associada aos seguintes despachos:

- Por ordem de mérito do ONS;
- Por restrição de transmissão;
- Por decisão do CMSE;

Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente, o cálculo da parcela variável é realizado a partir da disponibilidade contratual e do despacho por ordem de mérito da usina, sendo abatida a inflexibilidade contratual. A receita proveniente de encargos e/ou despacho fora da ordem do mérito é obtida através do processo de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, uma vez que esta receita não é repassada para as distribuidoras no âmbito destes CCEARs.

O pagamento da receita de venda dos CCEARs por disponibilidade decorrente de leilões realizados até 2008 e de 2011 em diante, além do 8º Leilão de Energia Existente (modalidade por disponibilidade) e CCEAR por quantidade de Leilões de Energia Nova será desdobrado em três parcelas, enquanto que para os demais CCEARs por disponibilidade, realizados em 2009 e 2010, será desdobrado em duas parcelas. A receita fixa apurada para usinas em atraso será paga somente na terceira parcela da Receita de Venda.

Também serão considerados no pagamento da receita de venda os acertos financeiros provenientes dos ressarcimentos calculados, além da multa por descumprimento de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas, bem como da multa por não fechamento de ciclo combinado para empreendimentos a gás natural, conforme previsto em cada contrato.

Em função do cronograma de pagamentos do comprador para o vendedor, o cálculo da Parcela Variável é realizado em dois momentos. Primeiramente será utilizada, para as usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova, a geração estimada da usina que, multiplicada pelo CVU atualizado, fornecerá um valor de parcela variável.

A geração estimada da usina é determinada através dos dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), considerando as seguintes premissas:

- Quando a usina for despachada por ordem de mérito, a geração estimada deve ser obtida a partir da geração verificada, caso exista, ou dos dados de geração da usina no Programa Diário de Produção (PDP);
- Quando não houver despacho por ordem de mérito, mas o dado “Necessidade do SIN” for maior que zero, a geração estimada da usina deve ser obtida pelo menor valor entre a geração verificada, caso exista, ou os dados de geração programada e o dado de “Necessidade do SIN”.

Da geração estimada informada pelo ONS, devem ser descontados o consumo interno e as perdas da rede básica.

Como podem ocorrer diferenças entre a geração estimada e a realizada, somente 2/3 do valor calculado com a geração estimada serão pagos na primeira e na segunda parcela. A terceira parcela será calculada em função da geração realizada e servirá para compatibilização dos valores finais da receita de venda.

Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente, a parcela variável é determinada com base na disponibilidade máxima contratual e na inflexibilidade contratual, dependendo também do despacho por ordem de mérito.

Em função do leilão e do tipo de combustível utilizado pela usina, serão determinados os índices para atualização da receita fixa e da receita variável.

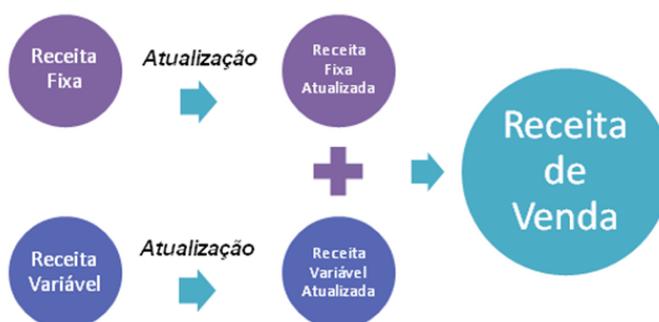


Figura 5: Composição da Receita de Venda

### Anexo

- **Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos:** define os índices utilizados para valorar os ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores de contratos por disponibilidade.
- **Cálculo das Multas Contratuais:** esta etapa determina as multas por descumprimento de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas, prevista nos CCEARs

de fonte eólica e em legislação específica, e por não fechamento do ciclo combinado, previstas nos contratos provenientes dos leilões de energia nova realizados de 2011 em diante.

- **Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras:** Esta etapa determina os fatores, baseados na capacidade, que podem impactar tanto a receita fixa da usina, quanto a entrega de energia no MCP. Tais fatores podem refletir condições contratuais (status apta a entrar em operação comercial ou descasamento), condições físicas (status de operação comercial ou suspensão), ou ainda uma combinação entre eles (atraso e fora de operação comercial).

## 2. Detalhamento das Etapas do Ressarcimento

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Receita de Venda de CCEAR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

Os ressarcimentos apurados são determinados em função dos Contratos de Compra de Energia em Ambiente Regulado (CCEAR) por Disponibilidade, firmados a partir dos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e Leilões de Energia Existente (LEE).

Os ressarcimentos associados aos Contratos de Energia de Reserva (CER) serão apurados no módulo “Contratação de Energia de Reserva”.

### 2.1. Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Termelétricas a Biomassa com modalidade de despacho tipo IB, IIB, IIC e III)

#### **Objetivo:**

Calcular os eventuais ressarcimentos devidos pelas usinas termelétricas a biomassa vendedoras de energia por meio de CCEARs por disponibilidade.

#### **Contexto:**

Os CCEARs por disponibilidade preveem, em suas cláusulas contratuais, uma série de mecanismos instituídos para ressarcir o comprador caso as condições de comercialização oferecidas nos leilões não sejam integralmente observadas pelo vendedor ao longo do período de vigência do contrato. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

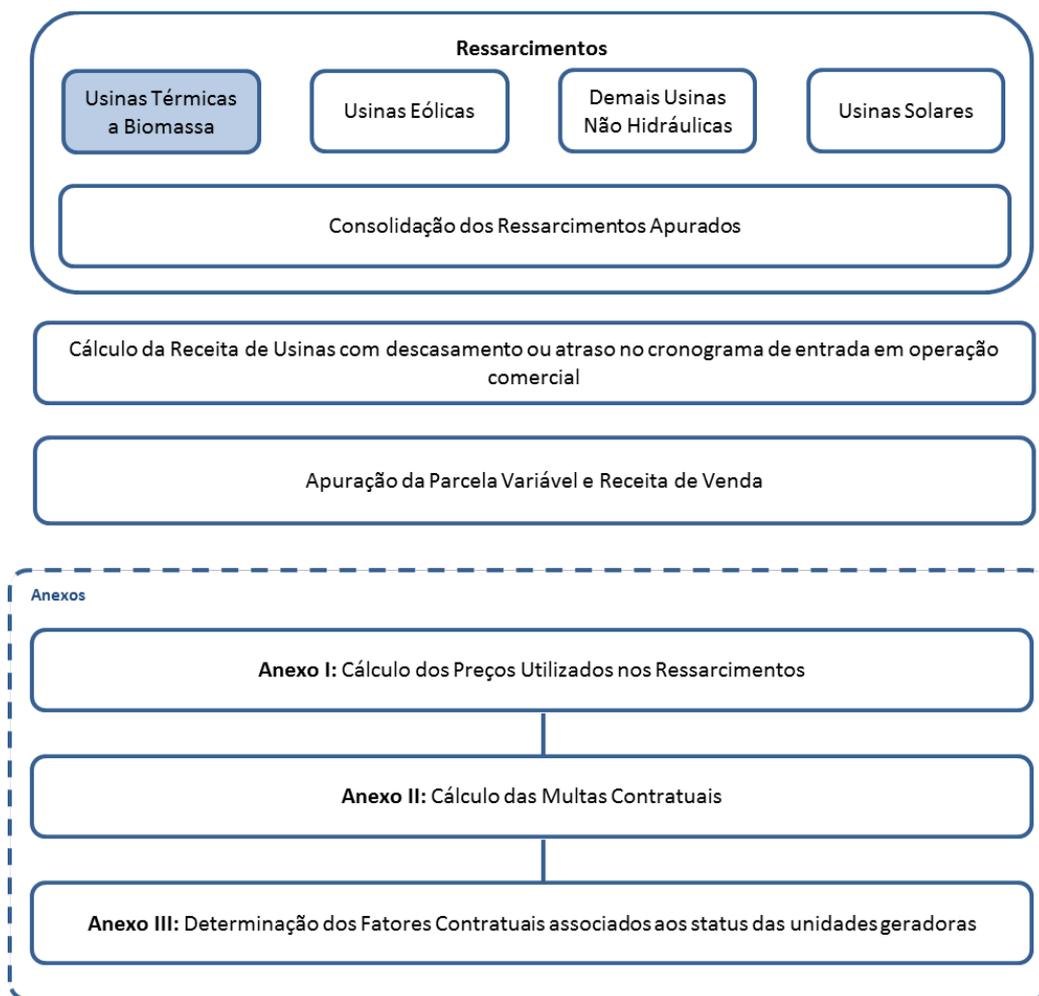


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

O cálculo dos ressarcimentos devidos aos CCEARs por disponibilidade associado às usinas termelétricas a biomassa com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, é feito conforme a seguinte etapa:

### 2.1.1. Ressarcimentos associados aos CCEARs por Disponibilidade

Para os CCEARs por Disponibilidade, provenientes de leilões realizados antes de 2011, os ressarcimentos devidos pelo agente vendedor motivados por insuficiência de geração são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

1. Exclusivamente para usinas termelétricas a biomassa com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, **comprometidas com CCEAR por Disponibilidade, provenientes de leilões realizados antes de 2011**, será calculada uma eventual parcela de energia contratada que não foi efetivamente entregue, sendo esse montante correspondente à diferença entre o compromisso contratual anual e a geração destinada para atendimento a esses contratos, apurada no mês de Dezembro de cada ano ou na rescisão contratual, e precificada ao PLD médio do ano de apuração, com a finalidade de recompor financeiramente os custos incorridos pelas Distribuidoras no Mercado de Curto Prazo em função do não cumprimento do compromisso contratual anual. Esse valor será pago somente no mês de dezembro de cada ano pelo agente proprietário da usina.

2. A Energia Indisponível referente a uma usina termelétrica a biomassa associada a um CCEAR por Disponibilidade equivale à Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada acumulada no último mês de cada ano contratual, conforme expressão abaixo:

$$EI_{0_{p,t,l,e,f}} = QA_{NG_{p,t,l,e,m}}$$

$$\forall m = \text{dezembro ou mês de rescisão}$$

Para produtos negociados no 2º LFA:

$$EI_{0_{p,t,l,e,f}} = QA_{NG_{p,t,l,e,m}} - ENF_{DTF_{p,t,l,e,f}}$$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$EI_{0_{p,t,l,e,f}}$  é a Energia Indisponível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$QA_{NG_{p,t,l,e,m}}$  é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ENF_{DTF_{p,t,l,e,f}}$  é o Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

#### Importante:

O acrônimo  $ENF_{DTF_{p,t,l,e,f}}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

3. O Ressarcimento em Função da Insuficiência de Geração para atendimento do CCEAR por Disponibilidade atribuído à parcela de usina termelétrica a biomassa, vinculada ao contrato, é a Energia Indisponível apurada no mês de dezembro de cada ano, ou quando houver rescisão contratual, valorada pelo Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças calculada no Anexo I, expresso por:

$$RIGBIO_{PROD_{p,t,l,e,m}} = EI_{0_{p,t,l,e,f}} * PLD_{ANUAL_{e,f}}$$

$$\forall m = \text{dezembro ou mês de rescisão}$$

Onde:

$RIGBIO_{PROD_{p,t,l,e,m}}$  é o Ressarcimento em Função da Insuficiência de Geração para atendimento do CCEAR por Disponibilidade de cada parcela de usina “p”, termelétrica a biomassa, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$EI_{0_{p,t,l,e,f}}$  é a Energia Indisponível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

PLD\_ANUAL<sub>e,f</sub> é o Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças, do contrato “e” no ano de apuração “f”

### 2.1.2. Dados de Entrada do Cálculo do Ressarcimento devido aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Termelétricas à Biomassa

<b>Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição</b>		
<b>ENF_DTF<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	<b>Descrição</b>	Ressarcimento em Função da Insuficiência de Geração para atendimento do CCEAR por Disponibilidade de cada parcela de usina “p”, termelétrica a biomassa, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	ANEEL
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD_ANUAL<sub>e,f</sub></b>	<b>Descrição</b>	Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças, do contrato “e” no ano de apuração “f”
	<b>Unidade</b>	R\$/MWh
	<b>Fornecedor</b>	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada</b>		
<b>QA_NG<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Quantidade anual de energia, definida no contrato por disponibilidade, não gerada pela parcela de usina não hidráulica “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, referente ao mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR ou CER por Disponibilidade e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída do Cálculo do Ressarcimento devido aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Termelétricas à Biomassa

<b>Ressarcimento em Função da Insuficiência de Geração para Usinas Termelétricas a Biomassa</b>		
<b>RIGBIO_PROD<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Montante devido pela parcela de usina termelétrica a biomassa “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l” do contrato “e”, por insuficiência de geração verificada para atendimento dos CCEARs por disponibilidade no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

### 2.2. Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Eólicas)

#### Objetivo:

Calcular os eventuais ressarcimentos devidos pelas usinas eólicas vendedoras de energia por meio de CCEARs por disponibilidade.

#### Contexto:

Os CCEARs por disponibilidade preveem, em suas cláusulas contratuais, uma série de mecanismos instituídos para ressarcir o comprador caso as condições de comercialização oferecidas nos leilões não sejam integralmente observadas pelo vendedor ao longo do período de vigência do contrato. A [Figura 7](#) abaixo situa a etapa do cálculo destes ressarcimentos para as usinas eólicas em relação ao módulo completo:

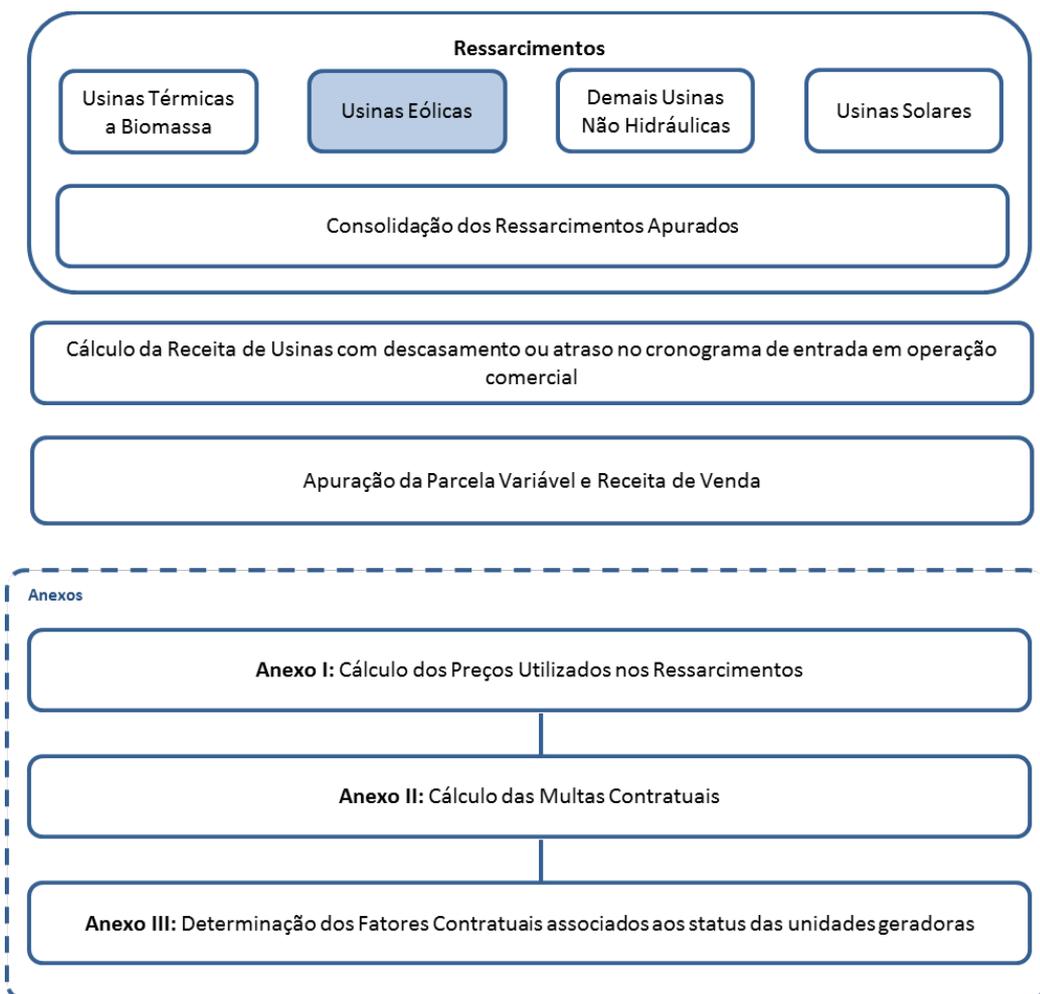


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

### 2.2.1. Detalhamento do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade das Usinas Eólicas

O cálculo dos ressarcimentos devidos aos CCEARs por disponibilidade de leilões de energia nova realizados até 2016 ou fontes alternativas, associado às usinas eólicas, é feito conforme as seguintes etapas:

- Determinação da Energia não Entregue para o Contrato nos Anos associados aos CCEARs por Disponibilidade; e
- Determinação da Energia não Entregue para o Contrato nos Quadriênios associados aos CCEARs por Disponibilidade; e
- Detalhamento dos Ressarcimentos Anuais e Quadrienais associados aos CCEARs por Disponibilidade.

Para as usinas eólicas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2017 em diante, o cálculo do ressarcimento devido é feito conforme as seguintes etapas:

- Determinação da Energia não Entregue para o Contrato no Ano associado aos CCEARs por Disponibilidade; e

- Detalhamento do Ressarcimento Anual.

### Determinação da Energia não Entregue para o Contrato nos Anos associados aos CCEARs por Disponibilidade

Para os CCEARs por Disponibilidade, os ressarcimentos anuais devidos pelo agente vendedor motivados por insuficiência de geração são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

4. Para usinas eólicas comprometidas com leilões de energia nova realizados até 2016 ou fontes alternativas, a Energia Não Gerada Anualmente destinada para Atendimento ao Produto ao longo de um determinado período de apuração é calculada no último mês do ano “ $f^{CCEAR}$ ”, desconsiderando-se do montante total não gerado a margem superior da conta de energia, a fim de não penalizar o agente por conta de uma energia excedente não gerada, assim como é abatida também a margem inferior da conta de energia, montante este que poderá ser objeto de ressarcimento quadrienal, além do valor a ser abonado por motivo de atraso na entrada em operação comercial das linhas de transmissão/distribuição, descontado eventual energia de teste durante o período de apta:

$$\begin{aligned}
 &ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f^{CCEAR}} \\
 &= \max \left( 0; \left( QA\_NG_{p,t,l,e,m} - QDC\_SA_{p,t,l,e,f^{CCEAR}} \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - \sum_{j \in f^{CCEAR}} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right) \right. \\
 &\quad \left. - \left( 0,1 * QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + ENF\_DTF_{p,t,l,e,f} \right) \right. \\
 &\quad \left. - \left( \sum_{j \in f^{CCEAR}} (GFT\_APTA_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}) \right) \right) \\
 &f = f^{CCEAR}
 \end{aligned}$$

Onde:

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f^{CCEAR}}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “ $f^{CCEAR}$ ”

$QA\_NG_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QDC\_SA_{p,t,l,e,f^{CCEAR}}$  é a Quantidade Declarada de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração dos CCEARs “ $f^{CCEAR}$ ”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ENF\_DTF_{p,t,l,e,f}$  é o Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### **Importante:**

Para usinas eólicas comprometidas com CCEARs, o cálculo da Energia Não Gerada Anual ocorrerá no **último mês** de cada ano contratual.

O acrônimo  $ENF\_DTF_{p,t,l,e,f}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

5. Para usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2017 em diante desconsidera-se a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira e eventual não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica, conforme descrito na equação a seguir:

$$\begin{aligned}
 &ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \\
 &= \max \left( 0; \left( QA\_NG_{p,t,l,e,m} - ENF\_DTF_{p,t,l,e,f} \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - \sum_{j \in f^{CCEAR}} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right) \right) \\
 &f = f^{CCEAR}
 \end{aligned}$$

Onde:

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$QA\_NG_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ENF\_DTF_{p,t,l,e,f}$  é o Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

#### Importante:

Para usinas eólicas comprometidas com CCEARs, o cálculo da Energia Não Gerada Anual ocorrerá no **último mês** de cada ano contratual.

6. O Fator do Total de Energia não Gerada Anualmente destinada para Atendimento ao Produto ao longo de um determinado período de apuração é calculado no último mês do ano “f<sup>CCEAR</sup>”, por meio da ponderação do total de energia não gerada pela quantidade contratada, expresso por:

$$\begin{aligned}
 F\_ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} &= \max \left( 0; \frac{ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}}{QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}} \right) \\
 f &= f^{CCEAR}
 \end{aligned}$$

Onde:

$F\_ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Fator do Total de Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

### Importante:

Para usinas eólicas comprometidas com CCEARs, o cálculo do Fator Total de Energia Não Gerada Anual ocorrerá no **último mês** de cada ano contratual.

O acrônimo  $ENF\_DTF_{p,t,l,e,f}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

### Detalhamento do Ressarcimento Anual Apurado para Fontes Eólicas

O ressarcimento anual apurado para fontes eólicas se limita apenas às parcelas de usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade conforme os seguintes comandos e expressões:

7. O Total do Ressarcimento Anual é calculado sempre no último mês de apuração de “f<sup>CCEAR</sup>”. Além disso há uma diferenciação no cálculo do montante a ser ressarcido entre as usinas comprometidas com cada um dos leilões, conforme seguintes condições:
  - 7.1. Para as usinas comprometidas com o 2º Leilão de Fontes Alternativas, o Total do Ressarcimento Anual representa a relação entre Receita Fixa Anual Ajustada e o Fator Total de Energia Não Gerada Anualmente apurado a título de ressarcimento devido pela usina aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade de Fonte Eólica, por produto negociado em leilão, expresso por:

$$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = RFIX\_CCEAR\_AA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} * F\_ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$$

Onde:

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$RFIX\_CCEAR\_AA_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a da Receita Fixa Anual Atualizada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$F\_ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Fator do Total de Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

“m” é o último mês de cada ano contratual

8. Para as usinas eólicas comprometidas com leilões de energia nova até 2016 ou de fontes alternativas realizados de 2011 em diante, o Total do Ressarcimento Anual representa a relação entre a Energia Não Gerada Anualmente ponderado pelo maior valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas e a Receita Fixa Unitária, conforme seguinte equação

$$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = \max(RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f}) * ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$$

Onde:

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

- 8.1. Para as usinas comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2017 em diante, o Total do Ressarcimento Anual representa a relação entre a Energia Não Gerada Anualmente ponderado pelo maior valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas e a Receita Fixa Unitária ou caso a energia não entregue para o CCEAR-D seja superior a 10% do comprometimento a Receita Fixa Unitária é multiplicada por 1,15, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} & \text{Se } ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \leq 10\% \text{ do } QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} \\ & RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \\ & = \max(RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f}) * ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \end{aligned}$$

*Caso Contrário:*

$$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = \max(1,15 * RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f}) * ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$$

Onde:

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

9. O Total do Ressarcimento Anual Mensal representa o valor da parcela mensal do Total do Ressarcimento Anual, no ano “f<sup>CCEAR</sup>” subsequente ao da apuração dos valores devido pela usina aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade de Fonte Eólica de leilões de energia nova ou fontes alternativas:

9.1. Para as usinas eólicas comprometidas com os leilões realizados a partir de 2015, o Ressarcimento Anual é lançado em uma única parcela, no primeiro mês de apuração do “f<sup>CCEAR</sup>” subsequente, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração “m” for o mês subsequente ao mês de apuração do ressarcimento anual:*

$$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} = RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração anterior do CCEARs “f<sup>CCEAR-1</sup>”

### **Importante:**

Este cálculo é realizado somente a partir do **segundo** ano de apuração f<sup>CCEAR</sup>.

9.2. Para as demais usinas eólicas, o Ressarcimento Anual é dividido em 12 parcelas mensais, a serem lançadas a partir do ano “f<sup>CCEAR</sup>” seguinte ao da apuração do ressarcimento, conforme a expressão:

$$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} = \frac{RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1}}{12}$$

Onde:

$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração anterior do CCEARs “f<sup>CCEAR-1</sup>”

### Importante:

Este cálculo é realizado somente a partir do **segundo** ano de apuração  $f^{CCEAR}$ .

### Determinação da Energia não Entregue para o Contrato nos Quadriênios associados aos CCEARs por Disponibilidade

Para os CCEARs por disponibilidade provenientes de leilões realizados até 2016, os ressarcimentos quadrienais devidos pelo agente vendedor motivados por insuficiência de geração são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

10. O Total de Energia não Gerada no Quadriênio destinada para Atendimento ao Produto ao longo de um determinado período de apuração é calculado no último mês de apuração do quadriênio, expresso por:

$$\begin{aligned}
 ENG\_QD_{p,t,l,e,q} &= \min \left( 0,1 \right. \\
 &* \sum_{m \in q} QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} ; \left( \sum_{m \in q} QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR*} \right. \\
 &- SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR**} - \sum_{m \in q} (GM\_PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + ADDC\_G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}) \\
 &- \sum_{f^{CCEAR} \in q} ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \\
 &- \sum_{m \in q} \sum_{j \in m} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} - ENF\_DTQ_{p,t,l,e,q} \\
 &\left. \left. \left. + \left( \sum_{j \in q} (GFT\_APTA_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}) \right) \right) \right) \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Total de Energia Não Gerada no Quadriênio para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração dos CCEARs “q”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$GM\_PROD\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$ENF\_DTQ_{p,t,l,e,q}$  é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração “q”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m\*” é o último mês de cada ano contratual no quadriênio “q”

“f<sup>CCEAR\*</sup>” é o último ano contratual no quadriênio “q”

“f<sup>CCEAR\*\*</sup>” é o último ano contratual no quadriênio “q-1”

### **Importante:**

O acrônimo  $ENF\_DTQ_{p,t,l,e,q}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

11. O Fator do Total de Energia não Gerada no Quadriênio para Atendimento ao Produto ao longo de um determinado período de apuração é calculado no último mês de apuração do Quadriênio, expresso por:

$$F\_ENG\_QD_{p,t,l,e,q} = \max\left(0; \frac{ENG\_QD_{p,t,l,e,q}}{\sum_{m^* \in q} QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m^*}}\right)$$

Onde:

$F\_ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Fator do Total de Energia Não Gerada no Quadriênio para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração dos CCEARs “q”

$ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$  é a Energia Não Gerada no Quadriênio para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração dos CCEARs “q”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“m\*” é o último mês de cada ano contratual dentro do quadriênio “q”

**Importante:**

Para usinas eólicas comprometidas com CCEARs, o cálculo do Fator Total de Energia Não Gerada Quadrienal ocorrerá no último mês de cada quadriênio.

**Detalhamento do Ressarcimento Anual Apurado para Fontes Eólicas**  
**Detalhamento do Ressarcimento Quadrienal Apurado para Fontes Eólicas**

O ressarcimento quadrienal apurado no final do quadriênio para fontes eólicas se limita apenas às parcelas de usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade provenientes de leilões realizados até 2016 conforme os seguintes comandos e expressões:

12. O Total do Ressarcimento Quadrienal é calculado sempre no último mês de apuração do quadriênio. Além disso há uma diferenciação no cálculo do montante a ser ressarcido entre os leilões, conforme seguintes condições:

- 12.1. Para as usinas comprometidas com o 2º Leilão de Fontes Alternativas, o Total do Ressarcimento Quadrienal representa a relação entre Receita Fixa Quadrienal Ajustada e o Fator Total de Energia Não Gerada no Quadriênio apurado a título de ressarcimento devido pela usina aos seus compradores, conforme seguinte equação:

$$RESS\_QD_{p,t,l,e,q} = RFIX\_CCEAR\_QD_{p,t,l,e,q} * F\_ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$$

Onde:

$RESS\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Total do Ressarcimento Quadrienal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração do CCEARs “q”

$F\_ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Fator do Total de Energia Não Gerada no Quadriênio para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração do CCEARs “q”

$RFIX\_CCEAR\_QD_{p,t,l,e,q}$  é a Receita Fixa Quadrienal Atualizada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração “q”

- 12.2. Para as usinas eólicas comprometidas com leilões de energia nova realizados até 2016 ou fontes alternativas de 2011 em diante, o Total do Ressarcimento Quadrienal representa a relação Fator Total de Energia Não Gerada no Quadriênio e a Quantidade de Energia Comprometida valorada pelo maior valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Quadrienal utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas e a Receita Fixa Unitária, acrescida em 6% se aplicável, conforme seguinte equação:

*Para as usinas comprometidas com leilões de energia nova a partir do 17º LEN ou leilões de fontes alternativas a partir do 3º LFA:*

$$RESS\_QD_{p,t,l,e,q} = \max(1,06 * RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q}) * ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$$

*Para as demais usinas:*

$$RESS\_QD_{p,t,l,e,q} = \max(RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q}) * ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$$

Onde:

$RESS\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Total do Ressarcimento Quadrienal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração do CCEARs “q”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f” a ser utilizado no cálculo do quadriênio de apuração “q”

$ENG\_QD_{p,t,l,e,q}$  é a Energia Não Gerada no Quadriênio para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração dos CCEARs “q”

“m” é o último mês de cada quadriênio contratual

“m\*” é o último mês de cada ano contratual dentro do quadriênio “q”

13. O Total do Ressarcimento Quadrienal Mensal representa o valor da parcela mensal do Total do Ressarcimento Quadrienal, e é aplicado no primeiro ano do quadriênio subsequente ao da apuração dos valores devido pela usina aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade de Fonte Eólica de leilões de energia nova realizados até 2016 ou fontes alternativas de 2011 em diante, por produto negociado em leilão.

- 13.1. Para as usinas eólicas comprometidas com os leilões realizados a partir de 2015, o Ressarcimento Quadrienal é lançado em uma única parcela, no mês subsequente ao mês de apuração do ressarcimento quadrienal, conforme a seguinte expressão:

Se o mês de apuração “m” for o mês subsequente ao mês de apuração do ressarcimento quadrienal:

$$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m} = RESS\_QD_{p,t,l,e,q-1}$$

Caso contrário:

$$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Total do Ressarcimento Quadrienal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração anterior do CCEARs “q-1”

#### **Importante:**

Este cálculo é realizado somente a partir do segundo quadriênio.

13.2. Para as demais usinas eólicas, o Ressarcimento Quadrienal é dividido em 12 parcelas mensais, a serem lançadas a partir do ano “f<sup>CCEAR</sup>” seguinte ao da apuração do ressarcimento, conforme a expressão:

13.3. Para os meses compreendidos entre o primeiro mês seguinte ao mês de apuração do Ressarcimento Quadrienal e os 11 meses posteriores, é calculada a parcela mensal do Ressarcimento Quadrienal, conforme a expressão abaixo:

$$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m} = \frac{RESS\_QD_{p,t,l,e,q-1}}{12}$$

$$\forall m \in 12MQ$$

Onde:

$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Total do Ressarcimento Quadrienal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração anterior do CCEARs “q-1”

“12MQ” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês seguinte ao mês de apuração do ressarcimento quadrienal e os 11 meses que o sucedem (“m” a “m+11”)

**Importante:**

Este cálculo é realizado somente a partir do segundo quadriênio.

- 13.3.1. Para os demais meses não há pagamento do ressarcimento, conforme equacionamento a seguir:

$$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m} = 0$$

$$\forall m \notin 12MQ$$

Onde:

$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“12MQ” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês seguinte ao mês de apuração do ressarcimento quadrienal e os 11 meses que o sucedem (“m” a “m+11”)

### 2.2.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR,”</b>		
<b>ADDC_G_TOT_CCEA</b> $R_{p,t,l,e,m}$	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição</b>		
<b>ENF_DTF</b> <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ENF_DTQ</b> <sub>p,t,l,e,q</sub>	<b>Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição</b>	
	Descrição	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no quadriênio de apuração "q"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GFT_APTA</b> <sub>p,j</sub>	<b>Geração Final de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel</b>	
	Descrição	Geração Final de Teste associado à parcela de usina "p", proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GM_PROD_CCEAR</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	<b>Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR</b>	
	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CCEAR de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento de UTEs a Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR ou CER, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PC_PROD</b> <sub>p,t,l,m</sub>	<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>	

Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas

PLD\_ANUAL\_REOL<sub>p,t,l,e,f</sub>

Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Receita de Venda (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
Valores Possíveis	Positivos

#### Preço de Liquidação das Diferenças Médio Quadrienal utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas

PLD\_QD\_REOL<sub>p,t,l,e,q</sub>

Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f” a ser utilizado no cálculo do quadriênio de apuração “q”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Receita de Venda (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada

QA\_NG<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas

		(Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Declarada de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado</b>		
<b>QDC_SA<sub>p,t,l,e,f</sub><sup>CCEAR</sup></b>	Descrição	Quantidade Declarada de Energia Comprometida para o Saldo Acumulado de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no ano de apuração dos CCEARS "f <sup>CCEAR</sup> "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Comprometida</b>		
<b>QEC_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no ano mês de apuração "f <sup>CCEARm</sup> "
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das usinas eólicas, comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual Atualizada</b>		
<b>RFIX_CCEAR_AA<sub>p,t,l,f</sub><sup>CCEAR</sup></b>	Descrição	Receita Fixa Anual Atualizada da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no ano de apuração "f <sup>CCEAR</sup> "
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Atualizada para o Quadriênio</b>		
<b>RFIX_CCEAR_QD</b> <sub>p,t,l,e,q</sub>	Descrição	Receita Fixa Quadrienal Atualizada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração “q”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Unitária</b>		
<b>RFIX_U</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou dos Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas

<b>Ressarcimento Anual Mensal</b>		
<b>RESS_ANUAL_M</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Ressarcimento Quadrienal Mensal</b>		
<b>RESS_QD_M</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto

	“t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA)

#### Objetivo:

Calcular os eventuais ressarcimentos devidos pelos vendedores de CCEARs por Disponibilidade em função das obrigações previstas nestes contratos.

#### Contexto:

Os CCEARs por Disponibilidade preveem, em suas cláusulas contratuais, uma série de mecanismos instituídos para ressarcir o comprador, caso as condições de comercialização oferecida nos leilões regulados não sejam integralmente observadas pelo vendedor ao longo do período de vigência do contrato. A [Figura 8](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

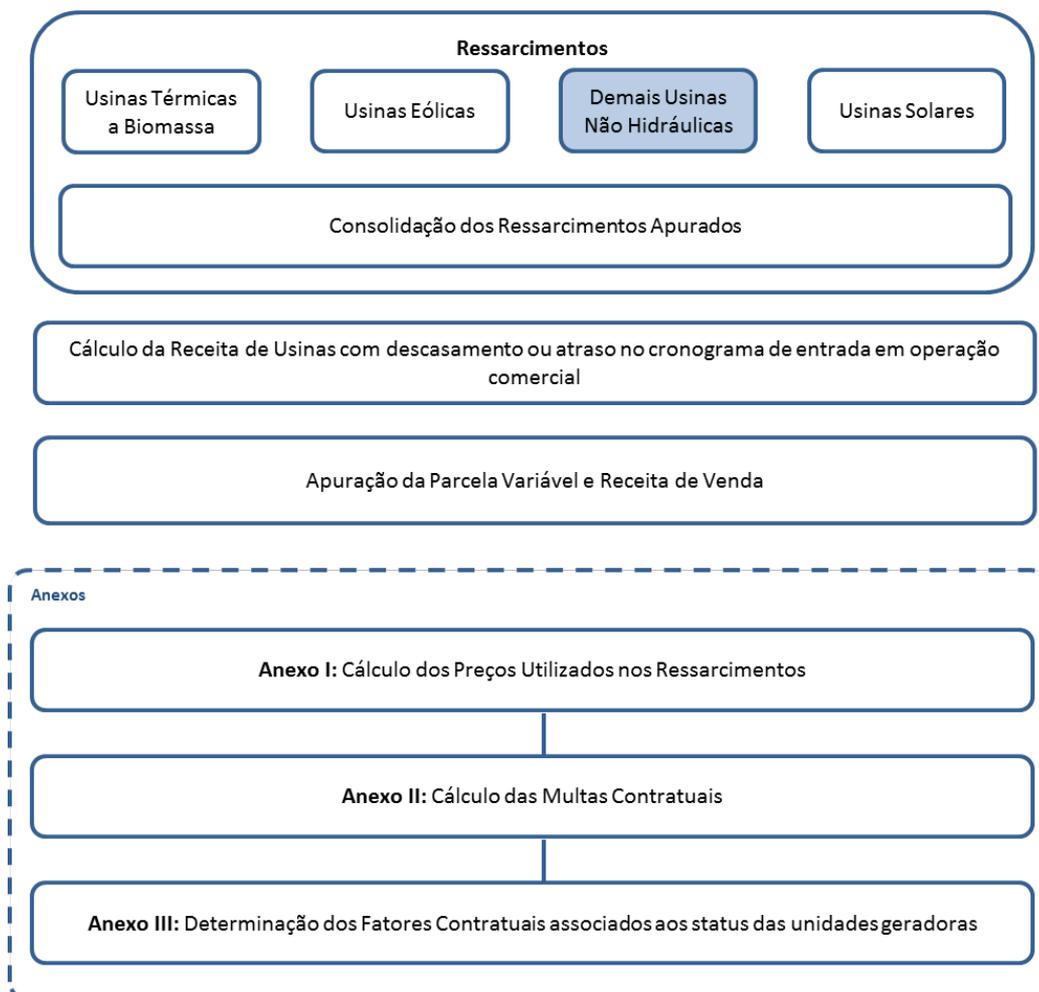


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Ressarcimento”

### 2.3.1. Detalhamento do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade das Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA

Os cálculos dos ressarcimentos devidos aos CCEARs por disponibilidade sem obrigação de entrega, para usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, são apurados pelas seguintes razões:

- Ressarcimento devido à geração realizada em montante inferior ao despacho centralizado do ONS; e
- Ressarcimento associado à geração realizada em montante inferior à inflexibilidade contratual.

Este último ressarcimento também é aplicável para as usinas termoeletricas, exceto biomassa com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, comprometidas com leilões de energia nova ou energia existente que apresentem obrigação de entrega.

#### Ressarcimento devido à geração realizada em montante inferior ao despacho centralizado do ONS.

Para os CCEARs por Disponibilidade sem obrigação de entrega, o processo de determinação do ressarcimento devido à geração realizada em montante inferior ao despacho centralizado do ONS é composto pelos seguintes comandos e expressões:

14. O cálculo do ressarcimento devido à geração realizada em montante inferior ao despacho centralizado do ONS, é apurado mensalmente para todas as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA comprometidas com CCEAR por Disponibilidade, que tenham sido despachadas por ordem de mérito no período de comercialização ( $DOMP_{p,j} > 0$ ):

A Quantidade de Energia Despachada Não Gerada é determinada pela diferença entre o Despacho por Ordem de Mérito que deve atender o contrato por disponibilidade, determinado em função do percentual de comprometimento bruto (livre de perdas) que embasou o Índice de Custo Benefício (ICB) do leilão visto que as perdas devem ser consideradas no momento do leilão, e a geração que efetivamente foi transferida para o contrato por disponibilidade, incluindo eventual restrição de constrained-off, conforme segue:

$$\begin{aligned}
 DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j} &= \max\left(0; \left(DOMP_{p,j} * PCB\_PROD_{p,t,l,m}\right) - LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j} - G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}\right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DOMP_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PCB\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Bruto com Contratos por Disponibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G\_PROD\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 14.1. O Percentual de Comprometimento Bruto com Contratos por Disponibilidade, utilizado para identificar o grau de comprometimento bruto da Garantia Física da usina com cada produto e leilão (base para o cálculo do ICB), é obtido pela relação entre a Garantia Física comprometida com o produto por disponibilidade, e a Garantia Física da usina no período em que o contrato estiver em período de suprimento, limitado a 100%, conforme a seguinte expressão:

$$PCB\_PROD_{p,t,l,m} = \left( \frac{GF\_PROD_{p,t,l,m}}{GF_p} \right) * FNC\_PROD\_DISP_{p,m}$$

Onde:

$PCB\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento Bruto com Contratos por Disponibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”

$FNC\_PROD\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Normalização do Comprometimento Por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida no mês de apuração “m”

- 14.1.1. O Fator de Normalização do Comprometimento Por Disponibilidade da Usina é utilizado para não haver percentuais de comprometimento da usina que ultrapassem o total de sua Garantia Física, em caso de republicação deste valor, e é calculado conforme segue:

$$FNC\_PROD\_DISP_{p,m} = \min \left( 1; \frac{GF_p}{TOT\_GF\_PROD_{p,m}} \right)$$

Onde:

$FNC\_PROD\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Normalização do Comprometimento Por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida no mês de apuração “m”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$TOT\_GF\_PROD_{p,m}$  é o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

15. Conforme os termos contratuais presentes nos CCEARs por Disponibilidade, o vendedor assumirá as exposições ao MCP ocasionadas por essa insuficiência de geração. No entanto, para manter o correto equilíbrio do arranjo concebido pelo CCEAR por Disponibilidade, o gerador deverá receber uma contrapartida financeira, complementando a remuneração que

Ihe é devida, não incorporada na Parcela Variável, representada pelo produto da Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto e o Custo Incremental da Usina.

- 15.1. A Exposição ao MCP em função da Energia Despachada Não Gerada para o Produto simula a entrega da energia, despachada e não gerada, da usina aos compradores do produto. Dessa forma, a Exposição ao MCP em função da Energia Despachada Não Gerada para o Produto totaliza no mês a Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto, valorada ao PLD do período de comercialização que se verificou a insuficiência de geração, conforme a seguinte expressão:

$$EXPS\_MCP\_DESP_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} (DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j} * PLD_{s,j})$$

Onde:

$EXPS\_MCP\_DESP_{p,t,l,m}$  é a Exposição ao MCP em função da Energia Despachada Não Gerada para o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

- 15.2. A Contrapartida Financeira a ser Recebida pela Energia Despachada Não Gerada para o Produto representa o quanto o agente proprietário da usina teria a receber, dos compradores do produto com o qual a usina está comprometida, em função da “entrega” da energia despachada não gerada. Dessa forma, a Contrapartida Financeira a ser Recebida pela Energia Despachada Não Gerada para o Produto totaliza no mês a Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto, valorada ao Custo Incremental da Usina, conforme a seguinte expressão:

$$CONTRA\_DESP_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} (DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j} * INC_{p,j})$$

Onde:

$CONTRA\_DESP_{p,t,l,m}$  é a Contrapartida Financeira a ser Recebida pela Energia Despachada Não Gerada para o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INC_{p,j}$  é a Declaração de Preço da usina “p”, no período de comercialização “j”

- 15.3. O Ressarcimento Devido à Geração Realizada em Montante Inferior ao Despacho do ONS é apurado pela diferença entre a Exposição ao MCP em função da Energia Despachada Não Gerada para o Produto e a Contrapartida Financeira a ser Recebida pela Energia Despachada

Não Gerada para o Produto, não podendo este ser um valor negativo, conforme a seguinte expressão:

$$RESS\_DESP_{p,t,l,m} = \max\left(0; (EXPS\_MCP\_DESP_{p,t,l,m} - CONTRA\_DESP_{p,t,l,m})\right)$$

Onde:

$RESS\_DESP_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Devido à Geração Realizada em Montante Inferior ao Despacho do ONS de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração, “m”

$EXPS\_MCP\_DESP_{p,t,l,m}$  é a Exposição ao MCP em função da Energia Despachada Não Gerada para o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CONTRA\_DESP_{p,t,l,m}$  é a Contrapartida Financeira a ser Recebida pela Energia Despachada Não Gerada para o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Ressarcimento devido à geração realizada em montante inferior à inflexibilidade contratual.**

16. A Quantidade de energia necessária para atendimento da inflexibilidade comprometida com produtos é definida para todas as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, comprometidas com CCEAR por Disponibilidade, e leva em conta as seguintes premissas:
17. Para usinas que apresentem comprometimento com CCEAR por disponibilidade proveniente de leilões realizados antes de 2011 (tanto para CCEARs com obrigação de entrega quanto para CCEARs sem obrigação de entrega), deverá ser calculado a insuficiência de entrega de inflexibilidade anual.
  - 17.1. A apuração da geração abaixo da inflexibilidade é dada pela diferença positiva entre a inflexibilidade anual estabelecida no CCEAR e a geração correspondente à inflexibilidade verificada ao longo do ano, para todas as usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA comprometidas com CCEAR por Disponibilidade de leilões realizados antes de 2011.
  - 17.2. A Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade Anual é realizada apenas no mês dezembro de cada ano e determina a diferença entre a informação do CCEAR por disponibilidade correspondente à Inflexibilidade Anual Contratada e a Geração Inflexível anual comprometida com o contrato:

$$ACA\_INFLEX\_A_{p,t,l,e,f} = \max\left(0; INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f} - G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m}\right)$$

$$\forall m = \text{dezembro ou mês de rescisão}$$

Onde:

$ACA\_INFLEX\_A_{p,t,l,e,f}$  é a Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_CTR\_A_{p,t,l,e,f}$  é a Inflexibilidade Contratual Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$G\_INFLEX\_TOT_{p,t,l,e,m}$  é a Geração Inflexível Contratual Total acumulada dos meses anteriores ao mês de apuração do ano de apuração, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

- 17.3. A aplicação do Ressarcimento Anual devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada é realizada apenas no mês de janeiro de cada ano, ou no mês de rescisão contratual, com base nas informações apuradas no ano anterior. O ressarcimento devido à geração abaixo da inflexibilidade contratada é valorado ao Preço de Ressarcimento devido à Geração em Montante Inferior à Inflexibilidade Contratual calculado no Anexo I:

$$RESS\_INFLEX_{p,t,l,e,m} = ACA\_INFLEX\_A_{p,t,l,e,f-1} * PRIC_{p,m}$$

$$\forall m = \text{janeiro ou mês de rescisão}$$

Onde:

$RESS\_INFLEX_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”, no mês de apuração “m”

$ACA\_INFLEX\_A_{p,t,l,e,f-1}$  é a Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração anterior “f-1”

$PRIC_{p,m}$  é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada, para cada usina “p”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

No mês de rescisão contratual será considerado os dados do próprio ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>” ao invés do ano anterior.

18. Para usinas que apresentem comprometimento com CCEAR por disponibilidade com obrigação de entrega provenientes de leilões realizados de 2011 em diante deverá ser calculada a insuficiência de entrega de inflexibilidade mensal, conforme linhas de comando abaixo:

- 18.1. A Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade é realizada mensalmente, e é determinada pela soma das inflexibilidades horárias, descontando a inflexibilidade referente a obrigação de entrega isenta por indisponibilidade, objeto de outra valoração, de acordo com a seguinte equação:

$$ACA\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} ACA\_INFLEX_{p,t,l,e,j} - INFLEX\_IND\_M_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$ACA\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m}$  é a Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade Mensal de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ACA\_INFLEX_{p,t,l,e,j}$  é a Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_IND\_M_{p,t,l,e,j}$  é a Inflexibilidade considerando Indisponibilidade isenta Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

18.2. A Apuração da Inflexibilidade horária é apurada apenas para os períodos em que a usina não esteve despachada por ordem de mérito, conforme seguinte equação:

*Quando a usina estiver despachada por ordem de mérito em todo período de comercialização*

$$ACA\_INFLEX_{p,t,l,e,j} = 0$$

*Caso Contrário:*

$$ACA\_INFLEX_{p,t,l,e,j} = \left( INFLEX\_P_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} - G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$ACA\_INFLEX_{p,t,l,e,j}$  é a Apuração do Cumprimento da Inflexibilidade de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_P_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$G\_INFLEX\_NDOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

18.3. O montante de energia inflexível considerando as indisponibilidades isentas de obrigação de entrega é agregado no mês, de acordo com a seguinte equação:

$$INFLEX\_IND\_M_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} INFLEX\_IND_{p,t,l,e,j} \right)$$

Onde:

$INFLEX\_IND\_M_{p,t,l,e,j}$  é a Inflexibilidade considerando Indisponibilidade isenta Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_IND_{p,t,l,e,j}$  é a Inflexibilidade considerando Indisponibilidade isenta da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

- 18.3.1. O montante de entrega inflexível considerando as indisponibilidades isentas de obrigação de entrega, forçada e/ou programada a depender do leilão, verifica em quais momentos a obrigação de entrega foi menor que inflexibilidade, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_IND_{p,t,l,e,j} = \max(0; INFLEX\_MOD_{P_{p,t,l,j}} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m} - OBE\_PROD_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

$INFLEX\_IND_{p,t,l,e,j}$  é a Inflexibilidade considerando Indisponibilidade isenta da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD_{P_{p,t,l,j}}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

- 18.4. A aplicação do Ressarcimento mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada é realizada mensalmente. Esse ressarcimento é valorado ao Preço de Ressarcimento devido à Geração em Montante Inferior à Inflexibilidade Contratual Mensal, incluindo também devolução da Receita fixa de Combustível Unitária caso exista Inflexibilidade considerando Indisponibilidade isenta, conforme expressão:

$$RESS\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m} = ACA\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m} * PRIC\_M_{p,t,l,m} + INFLEX\_IND\_M_{p,t,l,e,m} * RF\_COMB\_U_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RESS\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m}$  é a Ressarcimento Mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Sazonalizada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_IND\_M_{p,t,l,e,j}$  é a Inflexibilidade considerando Indisponibilidade isentas Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

RF\_COMB\_U<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada nos períodos de comercialização em que há inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo momento, para cada usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PRIC\_M<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada, para cada usina “p”, no mês de apuração “m”

**Ressarcimento de usinas térmicas com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega, devido à geração realizada em montante inferior à obrigação de entrega, quando a usina se encontra despachada por ordem de mérito pelo ONS, e está na condição PLD< INC.**

19. Este ressarcimento é apurado para usinas que estejam comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova ou Existente.
20. Caso a usina esteja despachada por ordem de mérito, possua custo variável unitário maior que o PLD, e apresente geração inferior às obrigações de entrega dos contratos, deverá ressarcir possíveis ganhos financeiros às distribuidoras, sendo o montante a ser valorado definido conforme segue:
  - 20.1. Para usinas comprometidas com leilões realizados antes de 2011, o Repasse de Responsabilidade de Geração é determinado pela diferença entre a Disponibilidade Máxima Ajustada, ponderado pelo Fator de Operação Comercial, e a Geração da Usina, de acordo com a seguinte equação:

$$\text{Se } PLD_{s,j} < INC_{p,j} \text{ e } DOMP_{p,j} > 0$$

$$REP\_RESP\_P_{p,j} = \max \left( 0; \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} \sum_{e \in EPTL} (DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m}) - G\_DOMP_{p,j} \right)$$

Onde:

REP\_RESP\_P<sub>p,j</sub> é o Repasse de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, no período de apuração “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

DOMP<sub>p,j</sub> é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DISP\_MAX\_AJU<sub>p,t,l,j</sub> é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_COMERCIAL\_ARB<sub>e,j</sub> é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G_{DOMP_{p,j}}$  é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

20.2. Para usinas comprometidas com leilões realizados de 2011 em diante, o Repasse de Responsabilidade de Geração é determinado pela diferença entre a Disponibilidade, segregado o compromisso de inflexibilidade, e a geração que exceder a inflexibilidade contratual, considerando as ponderações pela operação comercial da usina, conforme seguinte equação:

$$\text{Se } PLD_{s,j} < INC_{p,j} \text{ e } DOMP_{p,j} > 0$$

$REP\_RESP_{P_{p,j}}$

$$= \max \left( 0; \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} \sum_{e \in EPTL} \left( (DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} - INFLEX_{P_{p,t,l,j}}) \right. \right. \\ \left. \left. * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m} \right) \right. \\ \left. - \max \left( G\_DOMP \right. \right. \\ \left. \left. - \left( \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} \sum_{e \in EPTL} INFLEX_{P_{p,t,l,j}} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m} \right); 0 \right) \right)$$

Onde:

$REP\_RESP_{P_{p,j}}$  é o Repasse de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, no período de apuração “j”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$DOMP_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX_{P_{p,t,l,j}}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada Ponderada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$G\_DOMP_{p,j}$  é a Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

21. O valor total que o agente vendedor comprometido com contratos regulados por disponibilidade com obrigação de entrega, deve ressarcir às distribuidoras em caso de geração inferior a suas obrigações de entrega, quando está despachada por ordem mérito e na condição PLD< INC, é estabelecido conforme equações abaixo:
22. O Fator de Rateio do Ressarcimento de Responsabilidade de Geração para os compradores no produto é feito de forma proporcional à Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada, conforme segue:

$$= \frac{F\_RESS\_RESP_{p,t,l,e,j} \cdot DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} \cdot F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} \cdot F\_RC_{p,t,l,e,m}}{\sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} \sum_{e \in EPTL} (DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} \cdot F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} \cdot F\_RC_{p,t,l,e,m})}$$

Onde:

$F\_RESS\_RESP_{p,t,l,e,j}$  é o Fator de Rateio do Ressarcimento de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

- 22.1. Para usinas comprometidas com leilões realizados antes de 2011, o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal é dado pela consolidação mensal dos valores apurados por período de comercialização, com a valoração desse déficit de geração dada pelo Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração, e rateado na proporção dos compromissos da usina:

$$RESS\_RESP_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} (REP\_RESP\_P_{p,j} * P\_RESP_{p,j} * F\_RESS\_RESP_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

RESS\_RESP<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

REP\_RESP\_P<sub>p,j</sub> é o Repasse de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, no período de apuração “j”

P\_RESP<sub>p,j</sub> é o Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração para cada usina “p”, no período de apuração “j”

F\_RESS\_RESP<sub>p,t,l,e,j</sub> é o Fator de Rateio do Ressarcimento de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

22.2. Para usinas comprometidas com leilões realizados de 2011 em diante, o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal é dado pela consolidação mensal dos valores apurados por período de comercialização, com a valoração desse déficit de geração mensal dada pelo Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração, e rateado na proporção dos compromissos da usina. Além disso é considerada a geração abaixo do compromisso de inflexibilidade, valorada ao Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração:

$$\begin{aligned} RESS\_RESP_{p,t,l,e,m} &= \sum_{j \in m} \left( REP\_RESP\_P_{p,j} * P\_RESP_{p,j} * F\_RESS\_RESP_{p,t,l,e,j} \right. \\ &+ \max \left( 0; \left( INFLEX\_P_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} - G\_INFLEX\_DOMP_{p,t,l,j} \right) \right) \\ &\left. * F\_RC_{p,t,l,e,m} * P\_RESP\_INF_{p,t,l,j} \right) \end{aligned}$$

Onde:

RESS\_RESP<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

REP\_RESP\_P<sub>p,j</sub> é o Repasse de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, no período de apuração “j”

P\_RESP<sub>p,j</sub> é o Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração para cada usina “p”, no período de apuração “j”

F\_RESS\_RESP<sub>p,t,l,e,j</sub> é o Fator de Rateio do Ressarcimento de Responsabilidade de Geração da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_P<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_COMERCIAL\_ARB<sub>e,j</sub> é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$G\_INFLEX\_DOMP_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P\_RESP\_INF_{p,t,l,j}$  é o Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade para cada usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração “j”

### **Ressarcimento associado à Indisponibilidade Programada**

23. Este ressarcimento é apurado para usinas que estejam comprometidas com leilões de energia nova realizados de dezembro de 2013 até 2015.
24. Caso a usina, durante os três primeiros anos de suprimento, ou ainda em caso de rescisão antes deste período, tenha a taxa de indisponibilidade programada verificada maior que a declarada no cálculo da Garantia Física utilizada no Leilão, haverá o cálculo do Ressarcimento associado à Indisponibilidade Programada, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês “m” for primeiro mês do quarto ano contratual*

$$DIF\_IND\_P_{p,t,l,e,m} = \max(0; TEIP\_RESS_{p,t,l,e,m-1} - REF\_TEIP_{p,m})$$

*Se o mês “m” for o mês de rescisão contratual, e anterior ao início do quarto ano de suprimento*

$$DIF\_IND\_P_{p,t,l,e,m} = \max(0; TEIP\_RESS_{p,t,l,e,m} - REF\_TEIP_{p,m})$$

Onde:

$DIF\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$  é a Diferença da Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TEIP\_RESS_{p,t,l,m}$  é a Taxa Equivalente de Interrupções Programadas para fins de Ressarcimento dos CCEARs referentes da parcela de usina “p”, produto “t”, negociado no leilão “l”, no contrato “e”, no mês de apuração “m”

- 24.1. A taxa equivalente de interrupções programadas para fins de ressarcimento será calculada a partir da relação entre a capacidade instalada da usina descontada das interrupções programadas, a fim de contemplar usinas em atraso, somado a disponibilidade verificada pelo ONS, proporcional a capacidade instalada da usina, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês “m” for o último mês do terceiro ano de suprimento contratual ou o mês de rescisão contratual:*

$$TEIP\_RESS_{p,t,l,e,m} = \max \left( 0; 1 - \frac{\sum_{i \notin PMAQ} \sum_{j \in H\_UG} CAP_{i,j} * (1 - REF\_TEIP_{p,m}) + \sum_{i \in PMAQ} \sum_{j \in H\_UG} DVPP_{i,j}}{\sum_{j \in H\_UG} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

$TEIP\_RESS_{p,t,l,e,m}$  é a Taxa Equivalente de Interrupções Programadas para fins de Ressarcimento dos CCEARs referentes da parcela de usina “p”, produto “t”, negociado no leilão “l”, no contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DVPP_{i,j}$  é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“H\_UG” é a Conjunto de períodos de comercialização que compreende o início de suprimento do contrato até o final do 3º ano contratual ou mês de rescisão do contrato, caso este último ocorra antes dos 3 primeiros anos de suprimento

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

### Importante:

Para usinas em operação comercial que não possuem DVPP deve ser utilizado  $CAP_{i,j} * (1 - REF\_TEIP_{p,m})$ .

25. Assim, a Energia Referente à Indisponibilidade Programada irá verificar o total de energia não entregue, a partir da disponibilidade não atendida pelo total de paradas programadas, considerando um horizonte de 3 anos, ou ainda data rescisão contratual, caso está última ocorra antes, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês “m” for primeiro mês do quarto ano contratual, ou o mês de rescisão contratual, o que ocorrer primeiro:

$$ENER\_IND\_P_{p,t,l,e,m} = \left( DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} * DIF\_IND\_P_{p,t,l,e,m} * \sum_{m \in 3\_R\_FCCEAR} M\_HORAS_m \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$ENER\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$  é a Energia referente à Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$DIF\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$  é a Diferença da Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“3\_R\_FCCEAR” é a Conjunto de meses que compreende o início suprimento e final do 3º ano contratual ou mês de rescisão contratual, caso este último ocorrer antes dos 3 primeiros anos

26. Assim, o ressarcimento irá verificar o total de energia não entregue, valorado ao ICB atualizado, a partir da disponibilidade não atendida pelo total de paradas programadas, considerando um horizonte de 3 anos, ou ainda data rescisão contratual, caso está última ocorra antes, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês “m” for segundo mês do quarto ano contratual*

$$RESS\_IND\_P_{p,t,l,e,m} = ENER\_IND\_P_{p,t,l,e,m-1} * ICB\_A_{p,t,l,m}$$

*Se o mês “m” for o mês de rescisão contratual, e anterior ao segundo mês do quarto ano de suprimento*

$$RESS\_IND\_P_{p,t,l,e,m} = ENER\_IND\_P_{p,t,l,e,m} * ICB\_A_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RESS\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$  é a Ressarcimento referente à Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ENER\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$  é a Energia referente à Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ICB\_A_{p,t,l,m}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 2.3.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA

	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada</b>		
DVPP <sub>i,j</sub>	Descrição	Disponibilidade Verificada Apurada da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais</b>		
F_COMERCIAL_ARB <sub>e,j</sub>	Descrição	Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
F_RC <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs )
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Índice de Custo Benefício atualizado</b>		
<b>ICB_A<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Cálculo do Índice de Custo Benefício)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Inflexibilidade Contratual Anual</b>		
<b>INFLEX_CTR_A<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar</b>		
<b>INFLEX_MOD_P<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das usinas termelétricas, exceto Biomassa com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC e III, comprometidas com CCEAR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Inflexível Contratual Total</b>		
<b>G_INFLEX_TOT<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Contratual Total acumulada dos meses anteriores ao mês de apuração do ano de apuração, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, CER Quantidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Inflexível na Ordem de Mérito

<b>G_INFLEX_DOMP</b> <sub>p,t,l</sub> j	Descrição	Geração Inflexível na Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito

<b>G_INFLEX_NDOMP</b> <sub>p,t,l,j</sub>	Descrição	Geração Inflexível Fora da Ordem de Mérito de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Final da Usina

<b>G</b> <sub>p,j</sub>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Geração Final da Usina

<b>G_DOMP</b> <sub>p,j</sub>	Descrição	Geração Final na Ordem de Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto na Ordem de Mérito</b>		
<b>G_PROD_DOMP<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade na Ordem de Mérito da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>GF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>		
<b>INC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não

	hidráulica, "p", com modalidade de despacho tipo IA ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	ONS
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Preço de Liquidação das Diferenças

PLD <sub>s,j</sub>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

#### Percentual de Comprometimento com Produtos

PC_PROD <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica "p", para atender o produto "t", associado ao leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Despacho por Ordem de Mérito por Preço

DOMP <sub>p,j</sub>	Descrição	Volume de energia despachado pelo ONS para a parcela de usina "p", no período de comercialização "j", segundo a lógica econômica de mérito por preço, utilizado para cálculo do ressarcimento devido pela geração realizada abaixo do despacho centralizado do ONS
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**DISP\_MAX\_AJU<sub>p,t,l,j</sub> Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada**

	<p><b>Descrição</b> Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas à Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Geração Inflexível Mensal</b></p> <p><b>ADDC_G_INFLEX<sub>p,t,l,m</sub></b></p> <p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para Apuração de Geração Inflexível Mensal da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto</b></p> <p><b>LIM_ENC_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b></p> <p><b>Descrição</b> Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Consolidação de Resultados (Determinação dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b></p> <p><b>OBE_PROD<sub>p,t,l,e,j</sub></b></p> <p><b>Descrição</b> Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Comprometimento de Usinas</p>

	(Detalhamento do Cálculo do Comprometimento das usinas termelétricas, exceto Biomassa com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC e III, comprometidas com CCEAR)
	Valores Possíveis
	Positivos ou Zero
<b>Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração</b>	
<b>P_RESP<sub>p,j</sub></b>	Descrição
	Unidade
	Fornecedor
	Valores Possíveis
	Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração para cada usina “p”, no período de apuração “j”
	R\$/MWh
	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
	Positivos
<b>Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade</b>	
<b>P_RESP_INF<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição
	Unidade
	Fornecedor
	Valores Possíveis
	Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade para cada usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração “j”
	R\$/MWh
	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
	Positivos
<b>Preço de Ressarcimento devido pela Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada</b>	
<b>PRIC<sub>p,m</sub></b>	Descrição
	Unidade
	Fornecedor
	Valores Possíveis
	Preço utilizado para valorar os ressarcimentos devidos pela parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, em caso de verificação da geração abaixo dos níveis de inflexibilidade contratadas
	R\$/MWh
	Receita de Venda (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
	Positivos
<b>PRIC_M<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada</b>

Descrição	Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada, para cada usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m” em caso de verificação da geração abaixo dos níveis de inflexibilidade contratadas
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Receita de Venda (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
Valores Possíveis	Positivos

#### Total de Garantia Física Comprometida com Produtos

TOT_GF_PROD <sub>p,m</sub>	Descrição	Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA

RESS_DESP <sub>p,t,l,e,m</sub>	<b>Ressarcimento Devido à Geração Realizada em Montante Inferior ao Despacho do ONS</b>	
	Descrição	Montante devido pela parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, motivada por geração realizada em montante inferior ao despacho do ONS, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

RESS_INFLEX <sub>p,t,l,e,m</sub>	<b>Ressarcimento Anual por Geração Realizada Abaixo da Inflexibilidade Contratada para Usinas Não Hidráulicas</b>	
	Descrição	Montante devido pela parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”,

		motivada por geração realizada abaixo da inflexibilidade anual definida no CCEAR por Disponibilidade, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ressarcimento Mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Sazonalizada</b>		
<b>RESS_INFLEX_M<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Ressarcimento Mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Sazonalizada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ressarcimento de Responsabilidade de Geração</b>		
<b>RESS_RESP<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto</b>		
<b>DSP_NG_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 2.4. Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade (Usinas Solares)

##### Objetivo:

Calcular os eventuais ressarcimentos devidos pelas usinas solares vendedoras de energia por meio de CCEARs por disponibilidade.

##### Contexto:

Os CCEARs por disponibilidade preveem, em suas cláusulas contratuais, uma série de mecanismos instituídos para ressarcir o comprador caso as condições de comercialização oferecidas nos leilões não sejam integralmente observadas pelo vendedor ao longo do período de vigência do contrato. A [Figura 7](#) abaixo situa a etapa do cálculo destes ressarcimentos para as usinas eólicas em relação ao módulo completo:

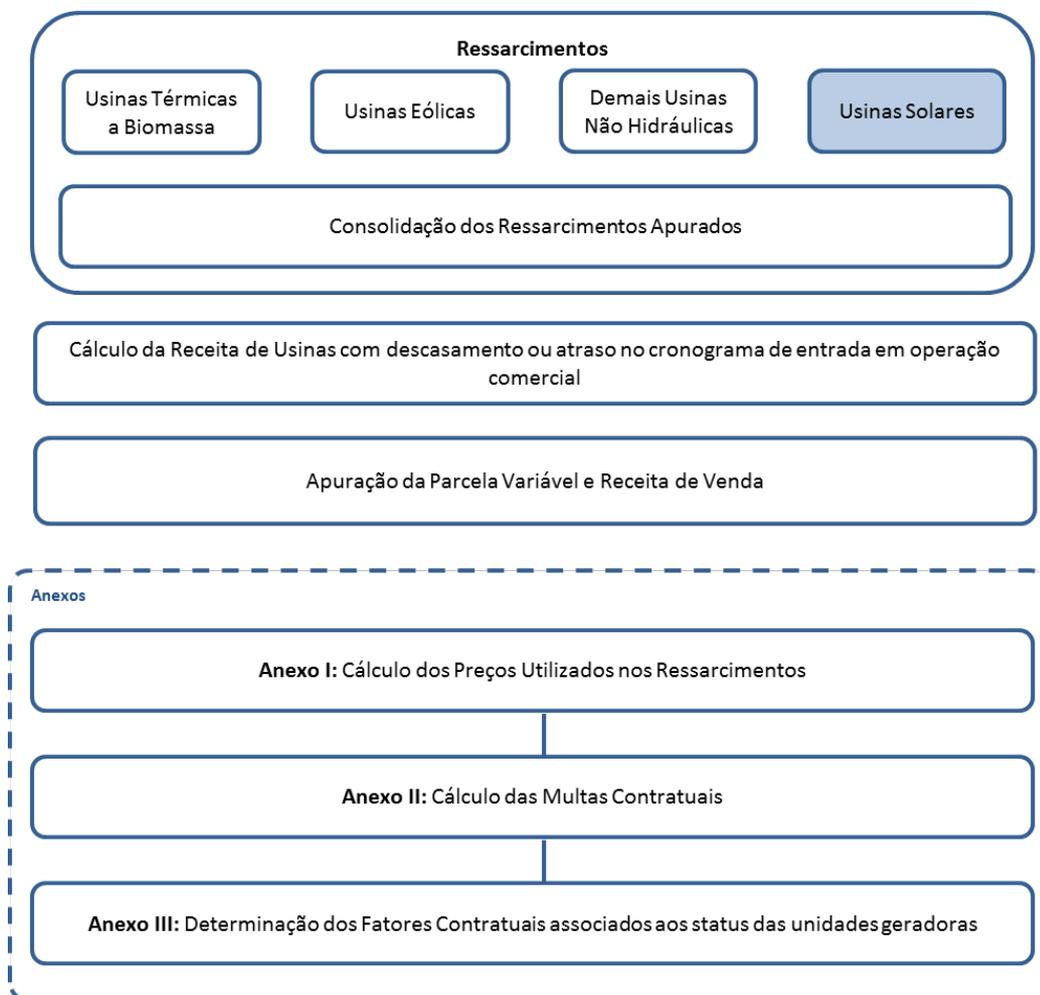


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Ressarcimento"

#### 2.4.1. Detalhamento do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por Disponibilidade das Usinas Solares

O cálculo do ressarcimento devido aos CCEARs por disponibilidade associado às usinas solares, é feito conforme as seguintes etapas:

- Determinação da Energia não Entregue para o Contrato no Ano associado aos CCEARs por Disponibilidade; e
- Detalhamento do Ressarcimento Anual

### Determinação da Energia não Entregue para o Contrato nos Anos associados aos CCEARs por Disponibilidade

Para os CCEARs por Disponibilidade, os ressarcimentos anuais devidos pelo agente vendedor motivados por insuficiência de geração são compostos pelos seguintes comandos e expressões:

27. A Energia Não Gerada Anualmente destinada para Atendimento ao Produto ao longo de um determinado período de apuração é calculada no último mês do ano “ $f^{CCEAR}$ ”, desconsidera-se a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora e eventual não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica, conforme descrito nas equações a seguir:

$$\begin{aligned}
 &ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f^{CCEAR}} \\
 &= \max \left( 0; \left( QA\_NG_{p,t,l,e,m} - ENF\_DTF_{p,t,l,e,f} \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. - \sum_{j \in f^{CCEAR}} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \right) \right) \\
 &f = f^{CCEAR}
 \end{aligned}$$

Onde:

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f^{CCEAR}}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “ $f^{CCEAR}$ ”

$QA\_NG_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ENF\_DTF_{p,t,l,e,f}$  é o Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

Para usinas solares comprometidas com CCEARs, o cálculo da Energia Não Gerada Anual ocorrerá no último mês de cada ano contratual.

O acrônimo  $ENF\_DTF_{p,t,l,e,f}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

**Detalhamento do Ressarcimento Anual Apurado para Fontes Solares**

O ressarcimento anual apurado para fontes solares se limita apenas às parcelas de usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade conforme os seguintes comandos e expressões:

28. O Total do Ressarcimento Anual é calculado sempre no último mês de apuração de  $f^{CCEAR}$ . Conforme seguintes condições:

28.1. Para as usinas solares comprometidas com Leilões de Energia Nova, o Total do Ressarcimento Anual representa a relação entre a Energia Não Gerada Anualmente ponderado pelo maior valor entre o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Solares e a Receita Fixa Unitária ou caso a energia não entregue para o CCEAR-D seja superior a 10% do comprometimento a Receita Fixa Unitária é multiplicada por 1,15, conforme seguinte equação

*Se  $ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \leq 10\%$  do  $QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$ :*

$$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = \max(RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_ANUAL\_RSOL_{p,t,l,e,f}) * ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$$

*Caso contrário*

$$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} = \max(1,15 * RFIX\_U_{p,t,l,m}; PLD\_ANUAL\_RSOL_{p,t,l,e,f}) * ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$$

Onde:

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “ $f^{CCEAR}$ ”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é a Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “ $f^{CCEAR}$ ”

PLD\_ANUAL\_RSOL<sub>p,t,l,e,f</sub> é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Solares, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

QEC\_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

29. O Total do Ressarcimento Anual Mensal representa o valor da parcela mensal do Total do Ressarcimento Anual, no ano “f<sup>CCEAR</sup>” subsequente ao da apuração dos valores devido pela usina aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade de Fonte Solar:

29.1. Para as usinas solares o Ressarcimento Anual é lançado em uma única parcela, no primeiro mês de apuração do “f<sup>CCEAR</sup>” subsequente, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração “m” for o mês subsequente ao mês de apuração do ressarcimento anual:*

$$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} = RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f^{CCEAR-1}}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} = 0$$

Onde:

RESS\_ANUAL\_M<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

RESS\_ANUAL<sub>p,t,l,e,f<sup>CCEAR</sup></sub> é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração anterior do CCEARs “f<sup>CCEAR-1</sup>”

#### **Importante:**

Este cálculo é realizado somente a partir do segundo ano de apuração f<sup>CCEAR</sup>.

#### **2.4.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas**

EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN

p,t,l,e,j

#### **Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora**

Descrição

Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de

	usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Contratos (Efetivação Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto

**ENG\_ANUAL<sub>p,t,l,e,f</sub><sup>CCE</sup>**  
AR

Descrição	Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f <sup>CCEAR</sup> ”
Unidade	MWh
Fornecedor	Receita de Venda (Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por disponibilidade –Usinas Eólicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição

**ENF\_DTF<sub>p,t,l,e,f</sub>**

Descrição	Total de Energia não fornecida decorrente do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
Unidade	MWh
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Solares

**PLD\_ANUAL\_RSOL<sub>p,t,l,e,f</sub>**

Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Solares, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Receita de Venda (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada</b>		
<b>QA_NG</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Contratada Não Gerada, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Comprometida</b>		
<b>QEC_CCEAR</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade do CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano mês de apuração “fCCEARm”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das usinas eólicas, comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ressarcimento Anual Mensal</b>		
<b>RESS_ANUAL</b> <sub>p,t,l,e,f</sub> <sup>CC</sup> EAR	Descrição	Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração anterior do CCEARs “f <sup>CCEAR-1</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda (Determinação dos Ressarcimentos Devidos aos CCEARs por disponibilidade –Usinas Eólicas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>RFIX_U</b> <sub>p,t,l,m</sub>	<b>Receita Fixa Unitária</b>	

Descrição	Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou dos Leilões de Energia Existente)
Valores Possíveis	Positivos

### 2.4.3. Dados de Saída do Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas

#### Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto

$ENG\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$

Descrição	Energia Não Gerada Anual para Atendimento ao Produto, de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f <sup>CCEAR</sup> ”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Ressarcimento Anual Mensal

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CC}$   
EAR

Descrição	Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração anterior do CCEARs “f <sup>CCEAR-1</sup> ”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Ressarcimento Anual Mensal

$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$

Descrição	Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$

Valores  
Possíveis

Positivos ou Zero

## 2.5. Consolidação dos Ressarcimentos Apurados

### Objetivo:

Determinar o total de ressarcimentos devidos pelo agente vendedor de CCEARs por Disponibilidade às suas respectivas contrapartes.

### Contexto:

O submódulo “Consolidação dos Ressarcimentos Apurados” agrupa os montantes mensais a serem pagos pelos agentes vendedores de CCEARs por Disponibilidade aos respectivos compradores a título de ressarcimentos pelo descumprimento das condições contratuais estabelecidas em cada contrato. Estes montantes são calculados por usina vinculada a cada produto negociado nos Leilões de Energia Nova (LEN), Leilões de Energia Existente (LEE) e Leilões de Fontes Alternativas (LFA). A [Figura 10](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

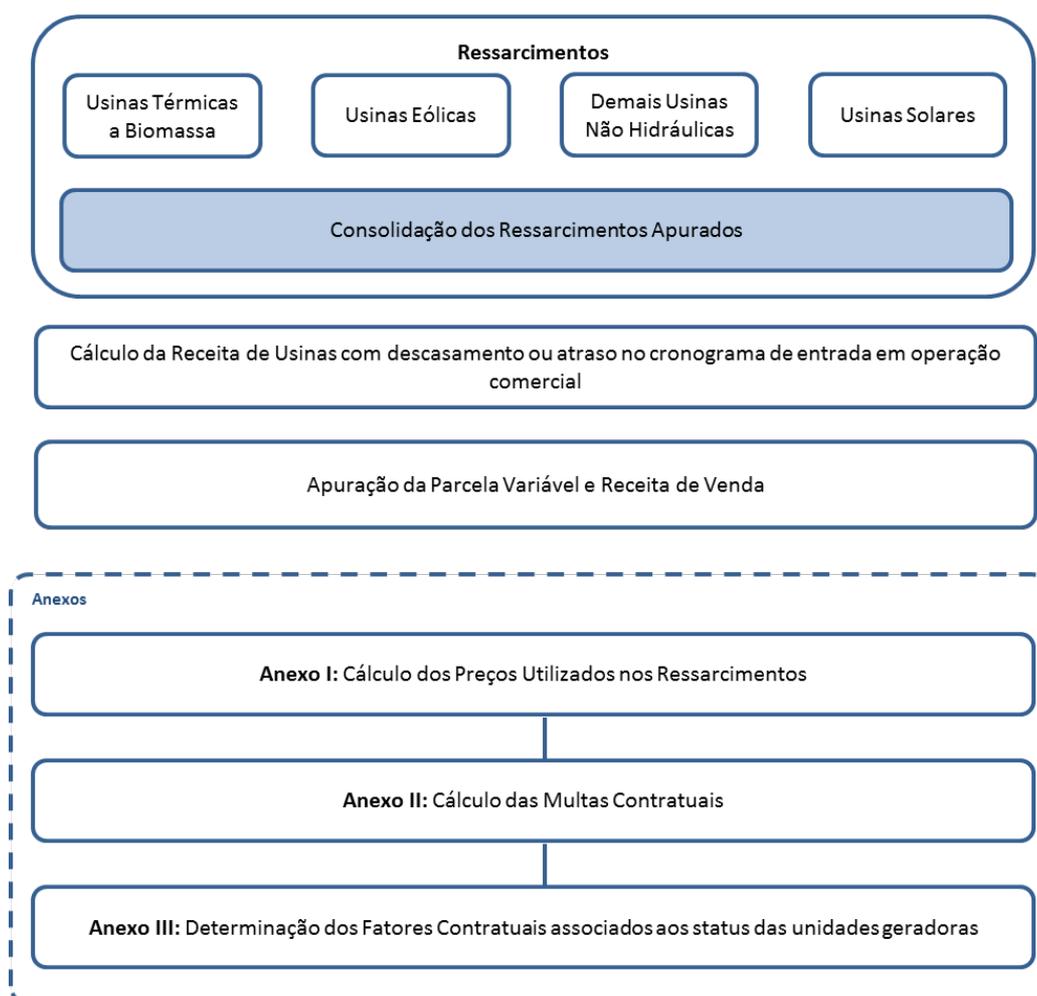


Figura 10: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Ressarcimento”

### 2.5.1. Detalhamento da Consolidação dos Ressarcimentos Apurados

A consolidação dos ressarcimentos apurados se limita apenas às parcelas de usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade, conforme os seguintes comandos e expressões:

30. O Total de Ressarcimento Não Hidráulico representa a soma dos montantes apurados a título de ressarcimento devidos pelas usinas Não Hidráulicas aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade, por produto negociado em leilão. O Total de Ressarcimentos é expresso por:

*Para as usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente*

$$TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m} = RESS\_DESP_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m} + RESS\_INFLEX_{p,t,l,e,m}$$

*Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente realizados antes de 2011:*

$$TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m} = RESS\_INFLEX_{p,t,l,e,m} + RESS\_RESP_{p,t,l,e,m}$$

*Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 a novembro de 2013 e de 2016 em diante ou Leilões de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m} = RESS\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m} + RESS\_RESP_{p,t,l,e,m}$$

*Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de dezembro de 2013 até 2015:*

$$TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m} = RESS\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m} + RESS\_RESP_{p,t,l,e,m} + RESS\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Não Hidráulico associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_DESP_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Devido à Geração Realizada em Montante Inferior ao Despacho do ONS de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_INFLEX_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_RESP_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_INFLEX\_M_{p,t,l,e,m}$  é a Ressarcimento Mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Sazonalizada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_IND\_P_{p,t,l,e,m}$  é a Ressarcimento referente à Indisponibilidade Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

30.1. O Total de Ressarcimento Eólico representa a soma dos montantes apurados a título de ressarcimentos devidos pelas usinas eólicas aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade, por produto negociado em leilão. O Total de Ressarcimentos é expresso por:

*Para as usinas eólicas comprometidas com leilões realizados até 2016*

$$TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m} = RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} + RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m}$$

*Para as usinas eólicas comprometidas com leilões realizados de 2017 em diante*

$$TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m} = RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$$

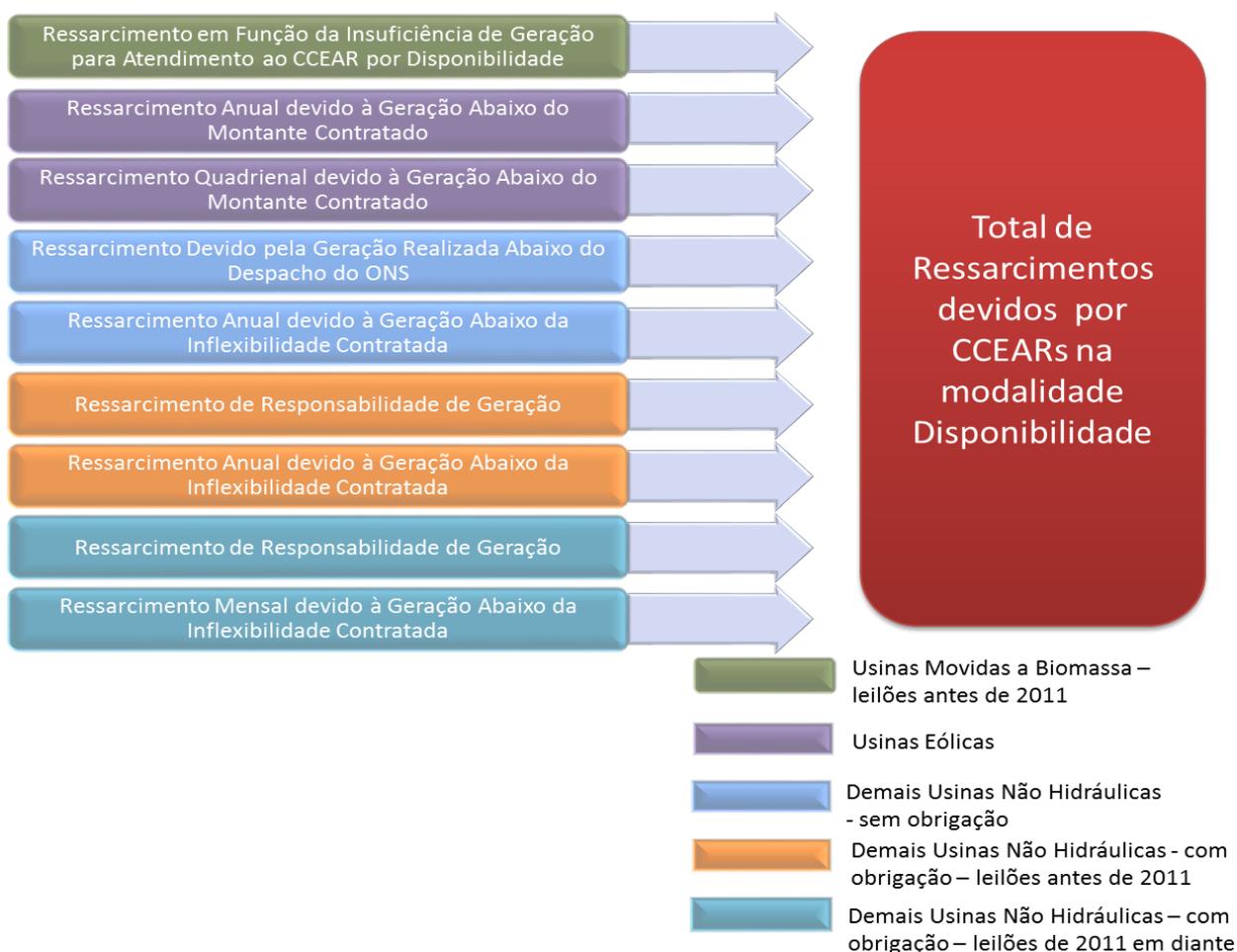
Onde:

$TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Eólico associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,q,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

## Representação Gráfica



30.1. O Total de Ressarcimento Solar representa a soma dos montantes apurados a título de ressarcimentos devidos pelas usinas solares aos seus compradores, vinculada ao agente vendedor dos CCEARs por Disponibilidade, por produto negociado em leilão. O Total de Ressarcimentos é expresso por:

$$TOT\_RESS\_SOL_{p,t,l,e,m} = RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$TOT\_RESS\_SOL_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Solar associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

## 2.5.2. Dados de Entrada da Consolidação dos Ressarcimentos Apurados

---

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$

Fator de Rateio de Contratos

---

	<p><b>Descrição</b></p> <p>Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>n.a.</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs )</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Ressarcimento em Função da Insuficiência de Geração para Usinas Termelétricas a Biomassa</b></p>
<b>RIGBIO_PROD<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Montante devido pela parcela de usina termelétrica a biomassa “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, por insuficiência de geração verificada para atendimento dos CCEARs por disponibilidade no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>R\$</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Receita de Venda de CCEAR (Cálculo do Ressarcimento devido aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Termelétricas à Biomassa)</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Ressarcimento Devido à Geração Realizada em Montante Inferior ao Despacho do ONS</b></p>
<b>RESS_DESP<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Montante devido pela parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, motivada por geração realizada em Montante Inferior ao despacho do ONS, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>R\$</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Demais Usinas Não Hidráulicas)</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Ressarcimento Anual por Geração Realizada Abaixo da Inflexibilidade Contratada para Usinas Não Hidráulicas</b></p>
<b>RESS_INFLEX<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Montante devido pela parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida</p>

	com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, motivada por geração realizada abaixo da inflexibilidade anual definida no CCEAR por Disponibilidade, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Demais Usinas Não Hidráulicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Ressarcimento Mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Sazonalizada**

**RESS\_INFLEX\_M**<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Ressarcimento Mensal devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratual Sazonalizada de cada parcela de usina “p”, do contrato “e”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Demais Usinas Não Hidráulicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Ressarcimento de Responsabilidade de Geração**

**RESS\_RESP**<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Demais Usinas Não Hidráulicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Ressarcimento Anual Mensal**

**RESS\_ANUAL\_M**<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o
-----------	---

	produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Ressarcimento Quadrienal Mensal</b>	
<b>RESS_QD_M<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Descrição	Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.5.3. Dados de Saída da Consolidação dos Ressarcimentos Apurados

<b>Total de Ressarcimentos</b>	
<b>TRESS_PROD<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Descrição	Consolida o montante de ressarcimentos apurados e devidos pelo perfil de agente vendedor de CCEARs por Disponibilidade aos seus respectivos compradores, referente ao produto de cada parcela de usina “p”, vinculada a um produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 3. Detalhamento das etapas da apuração da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Receita de Venda de CCEAR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial

**Objetivo:**

Determinar a receita fixa das usinas comprometidas com CCEARs que possuem unidades em atraso ou descasamento em relação ao cronograma de obras.

### Contexto:

As usinas comprometidas com CCEAR que possuam unidades geradoras em atraso em relação ao cronograma de obras terão sua receita fixa alterada, conforme estabelecido [em regulamentação específica na Resolução Normativa nº 595/2013](#). Para os casos de descasamento a receita será alterada apenas para os contratos que preveem tal condição.

A informação da receita fixa alterada e atualizada é base para o cálculo da receita de venda dos CCEARs. Através do cálculo da receita de venda são fornecidos os valores a serem pagos e recebidos pelos compradores e vendedores respectivamente. A [Figura 11](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

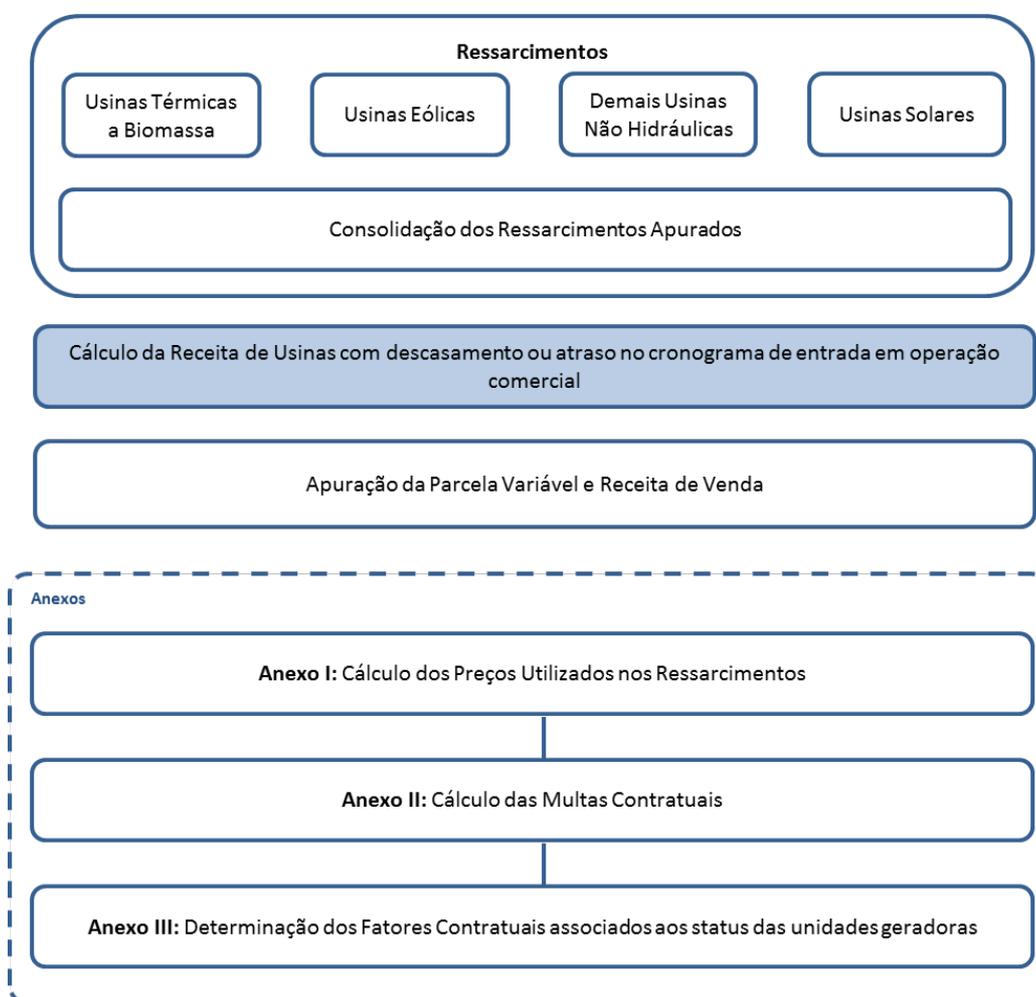


Figura 11: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

### 3.1.1. Detalhamento do cálculo da Receita de usinas com CCEARs por Disponibilidade, proveniente de leilões de energia nova ou fontes alternativas realizados de 2011 em diante, e com entrada em operação comercial da usina em data posterior ao início do período de suprimento do contrato (descasamento)

O Descasamento das unidades geradoras em relação ao cronograma de obras de empreendimentos comprometidos com CCEARs por disponibilidade impactará no preço da energia contratada no leilão, objeto de faturamento realizado entre as partes envolvidas no contrato.

#### Importante:

Este submódulo se aplica somente a usinas comprometidas com CCEARs por disponibilidade que apresentem em qualquer período de um mês de apuração unidades geradoras descasadas.

31. O Fator de Descasamento, da usina comprometida com leilões realizados de 2011 em diante, é obtido pela relação entre: (i) o fator de potência descasada no CCEAR, que representa o quanto da capacidade das unidades geradoras permaneceu descasada ao longo do mês, e (ii) o número de períodos de comercialização do mês, conforme a seguinte expressão:

$$F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_PDESC_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Descasamento comprometido com o Produto da parcela de usina “p” comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_PDESC_{p,j}$  é o Fator de Potência Descasada da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

32. O Fator de Atraso Ajustado por Reduções Bilaterais, considerada a redução do fator de atraso, caso ocorra a redução do contrato, desde que seja de forma permanente, conforme a seguinte equação:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, conforme [regulamentação específica de acordo com as Resoluções Normativas nº 693/2015 e nº 711/2016](#)*

$$F\_DESC\_ARB_{p,t,l,e,m} = \max(0; F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m} - F\_RBCONT_{e,m})$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_DESC\_ARB_{p,t,l,e,m} = F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$F\_DESC\_ARB_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Descasamento Ajustado por Redução Bilateral ou Centralizada comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Descasamento comprometido com o Produto da parcela de usina “p” comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

33. A Receita Fixa alterada em função de descasamento é determinada pelo fator de descasamento do produto apurado, e pela aplicação do Índice de Custo Benefício atualizado ou receita fixa unitária, conforme o caso, sobre o montante contratado, conforme seguinte equação:

*Para as usinas comprometidas com o 12º Leilão de Energia Nova e térmicas com CVU não nulo:*

$$RFIX\_DESC_{p,t,l,e,m} = F\_DESC\_ARB_{p,t,l,e,m} * RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

*Para as demais usinas:*

$$RFIX\_DESC_{p,t,l,e,m} = F\_DESC\_ARB_{p,t,l,e,m} * RFIX\_U_{p,t,l,m} * QM_{e,m}$$

Onde:

$RFIX\_DESC_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa alterada em função do Descasamento da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F\_DESC\_ARB_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Descasamento Ajustado por Redução Bilateral ou Centralizada comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

### **3.1.2. Detalhamento do cálculo da receita de usinas com CCEARs por Quantidade ou Disponibilidade vigentes e com atraso no cronograma de entrada em operação comercial**

O Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras em relação ao cronograma de obras de empreendimentos comprometidos com CCEARs por quantidade ou disponibilidade impactará no preço da energia contratada no leilão, objeto de faturamento realizado entre as partes envolvidas no contrato.

34. O Fator de Atraso comprometido com o Produto, é obtido pela relação entre: (i) o fator de potência em atraso, das unidades geradoras, comprometidas com o produto, que permaneceram atrasadas ao longo do mês, ou Fator de Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em atraso e (ii) o número de períodos de comercialização do mês, conforme a seguinte expressão:

Para as usinas que negociaram energia do 15º Leilão de Energia Nova em diante, e cujo contrato de concessão ou o ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização:

$$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Para as demais usinas:

$$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_PATS_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j}$  é a Fator de Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em atraso da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PATS_{p,j}$  é o Fator de Potência em Atraso da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

35. Para as usinas que negociaram energia do 15º Leilão de Energia Nova em diante, e cujo contrato de concessão ou ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o atraso é apurado a partir da Garantia Física em atraso.

35.1. O Fator de Garantia Física de Motorização da usina calcula o incremento de Garantia Física que seria dado pelas unidades geradoras que estão indicadas como atrasadas, seguindo o contrato de concessão ou o ato regulatório que contém informações referentes à Garantia Física de Motorização:

$$F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j} = \frac{GFIS\_MOT_{p,na} - GFIS\_MOT_{p,n}}{GF_p}$$

Onde:

$F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j}$  é a Fator de Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em atraso da usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_MOT_{p,na}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “na” unidades geradoras em operação comercial e em atraso

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

36. O Fator de Atraso Ajustado por Reduções Bilaterais, considerada a redução do fator de atraso, caso ocorra a redução do contrato, desde que seja de forma permanente, conforme a seguinte equação:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, conforme [regulamentação específica de acordo com as Resoluções Normativas nº 693/2015 e nº 711/2016](#)*

$$F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m} = \max(0; F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m} - F\_RBCONT_{e,m})$$

Para as demais usinas:

$$F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m} = F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Atraso Ajustado por Redução Bilateral ou Centralizada comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometido com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

37. O Fator de Garantia Física de Motorização Ajustado por Reduções Bilaterais considerada a redução do fator de atraso, caso ocorra a redução bilateral do contrato, desde que seja de forma permanente, conforme a seguinte equação:

Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, conforme regulamentação específica de acordo com as Resoluções Normativas nº 693/2015 e nº 711/2016

$$F\_GFIS\_MOT\_AT\_ARB_{p,e,j} = \max(0; F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m})$$

Para as demais usinas:

$$F\_GFIS\_MOT\_AT\_ARB_{p,e,j} = F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j}$$

Onde:

$F\_GFIS\_MOT\_AT\_ARB_{p,e,j}$  é o Fator de Garantia Física de Motorização das unidades geradoras Ajustado por Reduções Bilaterais ou Centralizadas da usina “p”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”.

$F\_GFIS\_MOT\_AT_{p,j}$  é o Fator de Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em atraso da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizadas de Contratos, definido com base no montante original, do contrato com a distribuidora “e” registrados no mês “m”.

38. O Fator de Potência em Atraso Ajustado por Reduções Bilaterais considerada a redução do fator de atraso, caso ocorra a redução bilateral do contrato, desde que seja de forma permanente, conforme a seguinte equação:

Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, conforme regulamentação específica de acordo com a Resolução Normativa nº 711/2016:

$$F\_PATS\_ARB_{p,e,j} = \max(0; F\_PATS_{p,j} - F\_RBCONT_{e,m})$$

Para as demais usinas:

$$F\_PATS\_ARB_{p,e,j} = F\_PATS_{p,j}$$

Onde:

$F\_PATS\_ARB_{p,e,j}$  é o Fator de Potência em Atraso das unidades geradoras Ajustado por Reduções bilaterais da usina “p”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”.

$F\_PATS_{p,j}$  é o Fator de Potência em Atraso da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral de Contratos, definido com base no montante original, do contrato com a distribuidora “e” registrados no mês “m”.

39. Identificado o atraso na entrada em operação comercial de unidade geradora de empreendimentos comprometidos com CCEARs por **Quantidade**, o montante de energia referente ao atraso será determinado conforme seguintes condições:

39.1. Para as usinas que negociaram energia do 15º Leilão de Energia Nova em diante, e cujo contrato de concessão ou ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, a Energia referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras de uma usina hidráulica será considerada de acordo com o montante modulado do contrato, ponderado pela relação entre a Garantia Física em motorização das unidades geradoras em atraso pela garantia física total da usina:

$$EATS_{p,t,l,j} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECCEARQ \\ e \in ELEN}} CQ\_PRE_{e,j} * F\_GFIS\_MOT\_AT\_ARB_{p,e,j}$$

$$e \in p$$

Onde:

$EATS_{p,t,l,j}$  é a Energia referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_GFIS\_MOT\_AT\_ARB_{p,e,j}$  é o Fator de Garantia Física de Motorização das unidades geradoras Ajustado por Reduções Bilaterais da usina “p”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”.

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade da parcela de usina “p”

“ELEN” é o Conjunto de Contratos oriundos do Leilão de Energia Nova

39.2. Para as demais usinas a Energia referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial, das unidades geradoras de uma usina hidráulica comprometida com CCEARs por quantidade, será estabelecida em função do montante modulado do contrato, ponderado pelo fator de atraso das unidades geradoras, conforme a seguinte expressão:

$$EATS_{p,t,l,j} = \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECCEARQ \\ e \in ELENFP}} CQ\_PRE_{e,j} * F\_PATS\_ARB_{p,e,j}$$

$e \in p$

Onde:

$EATS_{p,t,l,j}$  é a Energia referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_PATS_{p,j}$  é o Fator de Potência em Atraso da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade da parcela de usina “p”

“ELENFP” é o Conjunto de Contratos oriundos do Leilão de Energia Nova, fonte alternativa e projetos de geração indicados pelo CNPE

40. Identificado o atraso na entrada em operação comercial de empreendimentos comprometidos com CCEARs por **Disponibilidade**, a energia em atraso será determinada pela aplicação do percentual da potência em atraso sobre a Quantidade Modulada do Contrato, de acordo com a seguinte equação:

$$EATS_{p,t,l,j} = \sum_{e \in EPTL} CQ\_PRE_{e,j} * F\_PATS\_ARB_{p,e,j}$$

Onde:

$EATS_{p,t,l,j}$  é a Energia referente ao Atraso na entrada em operação comercial das unidades geradoras de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_PATS\_ARB_{p,e,j}$  é o Fator de Potência em Atraso das unidades geradoras Ajustado por Reduções bilaterais da usina “p”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”.

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### Importante:

Os cálculos acima se aplicam somente a usinas comprometidas com CCEARs por disponibilidade ou quantidade que apresentem em qualquer período de um mês de apuração unidades geradoras em atraso.

40.1. A energia referente ao atraso no mês será igual ao somatório da energia referente ao atraso das unidades geradoras da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$EATS\_M_{p,t,l,m} = \max\left(0; \sum_{j \in m} EATS_{p,t,l,j}\right)$$

Onde:

$EATS\_M_{p,t,l,m}$  é a Energia Mensal referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EATS_{p,t,l,j}$  é a Energia referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

### Determinação de Saldo Disponível

#### Importante:

O histórico de 12 meses inicia-se em fevereiro de 2014, mês em que a Resolução Normativa nº 595/2013 entrou em vigor.

41. A recomposição de lastro de empreendimentos em atraso pode ser realizada, conforme regulamentação específica ~~Resolução Normativa nº 595/2013~~, por meio de duas modalidades: (i) Garantia Física descontratada de empreendimentos de responsabilidade do agente e (ii) por CCEAL de compra identificados para este fim.
42. Uma vez que a garantia física pode compreender recurso incentivado, é necessário identificar o montante já usufruído para fins de desconto na TUSD/TUST, para que o mesmo não seja duplamente utilizado. O mesmo não ocorre com os CCEALS Incentivados, pois os contratos sinalizados para recomposição de lastro não são considerados na apuração do Desconto na TUSD/TUST.
43. Um recurso advindo de garantia física de uma usina incentivada, com qualquer percentual de desconto, pode ser utilizado no próprio mês de referência para garantir o desconto do perfil. Dessa forma, para identificarmos esses montantes, primeiramente é necessário apurar o Recurso Utilizado de Energia Incentivada, considerando o Requisito de Energia Incentivada apurado, limitado pelo Recurso de Energia Incentivada:

$$REC\_UTIL\_EI_{a,m,mr} = \min(REQUISITO\_EI_{a,mr}; RECURSO\_EI_{a,mr})$$

Onde:

$REC\_UTIL\_EI_{a,m,mr}$  é o Recurso Utilizado de Energia Incentivada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REQUISITO\_EI_{a,m}$  é o Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$RECURSO\_EI_{a,m}$  é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

#### Determinação de Saldo Disponível de Garantia Física

44. De posse dos montantes utilizados para fins de Desconto na TUSD/TUST é possível aferir a quantidade de garantia física utilizada para conceder descontos em meses passados e que não deve ser considerada como disponível para recomposição de lastro.

44.1. O Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada é representado pelo mesmo montante de Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST:

$$REC\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr} = GFIS\_DT_{p^*,mr}$$

Onde:

$REC\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$GFIS\_DT_{p^*,m}$  é a Garantia Física para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo para fins de desconto, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

44.2. O Fator do Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada apresenta a representatividade da Garantia Física da usina incentivada frente ao Recurso de Energia Incentivada, conforme a seguinte expressão:

$$F\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr} = \min \left( 1; \frac{REC\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}}{RECURSO\_EI_{a,mr}} \right)$$

$$\forall p^* \in a$$

Onde:

$F\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Fator do Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$RECURSO\_EI_{a,m}$  é o Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo para fins de desconto, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

44.3. O Recurso Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada é obtido através da aplicação do Fator do Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada sobre o recurso que foi utilizado proveniente deste tipo de energia:

$$REC\_UTIL\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr} = REC\_UTIL\_EI_{a,m,mr} * F\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$$

$$\forall p^* \in a$$

Onde:

$REC\_UTIL\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Recurso Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_UTIL\_EI_{a,m,mr}$  é o Recurso Utilizado de Energia Incentivada do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$F\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Fator do Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo para fins de desconto, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

44.4. De igual modo, o Saldo Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada provém da aplicação do respectivo fator sobre o Total dos Saldos de Energia Incentivada Utilizados para conferir o desconto do perfil em outros meses:

$$SALDO\_UANT\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr} = \left( \sum_{mrus} SALDO\_UTIL_{a,m,mr,mrus} \right) * F\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$$

$$\forall p^* \in a$$

Onde:

$SALDO\_UANT\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Saldo Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$SALDO\_UTIL_{a,m,mr,mrus}$  é o Saldo de Energia Incentivada Utilizado do perfil de agente “a”, do mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo “mr” que foram utilizados nos meses “mrus”

$F\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Fator do Recurso de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo para fins de desconto, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m-1”

“mrus” representa o mês em que o saldo foi utilizado para cada mês de referência de formação de saldo “mr”, compreendendo o intervalo de meses de “mr+1” a “m-1”. Para “mr = m-1”, não há “mrus”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

- 44.5. O total de garantia física de usinas incentivadas já utilizado para fins de Desconto na TUSD/TUST, independente do mês em que foi usufruído, que deve ser abatido do montante disponível para recomposição, é obtido através da soma do Recurso Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada com o Saldo Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada:

$$GFIS\_UTIL\_EI_{p^*,m,mr} = REC\_UTIL\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr} + SALDO\_UANT\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$$

Onde:

$GFIS\_UTIL\_EI_{p^*,m,mr}$  é a Garantia Física Utilizada para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_UTIL\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Recurso Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$SALDO\_UANT\_EI\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Saldo Utilizado de Garantia Física de Energia Incentivada da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

45. O Recurso Proveniente de Garantia Física é determinado, para cada mês de referência, pela Garantia Física apurada do agente descontando o montante comprometido com requisitos regulatórios e o utilizado para fins de Desconto na TUSD/TUST, conforme seguinte equação:

$$REC\_SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr} = \max \left( 0; \sum_{j \in mr} GFIS_{p^*,j} - (REQ\_REGULADO_{p^*,m,mr} + GFIS\_UTIL\_EI_{p^*,m,mr}) \right) + ADDC\_SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr}$$

$$e \in p^*$$

Onde:

$REC\_SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Recurso Proveniente de Garantia Física para a Formação de Saldo de Recomposição da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$GFIS_{p^*,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p\*” por período de comercialização “j”

$REQ\_REGULADO_{p^*,m,mr}$  é o Requisito Regulatório já Comprometido da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$GFIS\_UTIL\_EI_{p^*,m,mr}$  é a Garantia Física Utilizada para Fins de Desconto na TUSD/TUST da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$ADDC\_SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

### Importante:

Serão desconsideradas do cálculo as parcelas de usinas que estejam comprometidas com contratos de cotas de garantia física.

45.1. O Requisito Regulatório já comprometido com contratos regulados, tanto nas modalidades disponibilidade quanto quantidade, além dos montantes adicionais voluntariamente destinados aos contratos, bem como as cessões de Energia de Reserva, deve ser apurado para que seja abatido dos montantes disponíveis para recomposição:

$$REQ\_REGULADO_{p^*,m,mr} = \left( \sum_{j \in mr} GFIS_{p^*,j} \right) * PCGF\_TOT_{p^*,m,mr}$$

Onde:

$REQ\_REGULADO_{p^*,m,mr}$  é o Requisito Regulatório já Comprometido da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PCGF\_TOT_{p^*,m,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com o Ambiente de Contratação Regulada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

45.1.1. Para apuração do Requisito Regulatório já Comprometido da parcela de usina é necessário apurar qual o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com o Ambiente de Contratação Regulada, através da soma dos percentuais de comprometimento definidos para CCEARs por Disponibilidade, CERs e CCEARs por Quantidade, conforme expressão:

$$PCGF\_TOT_{p^*,m,mr} = \min \left( 1; (PCGF\_TOT\_DISP_{p^*,m,mr} + PCGF\_TOT\_QUANT_{p^*,m,mr}) \right)$$

Onde:

$PCGF\_TOT_{p^*,m,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com o Ambiente de Contratação Regulada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$PCGF\_TOT\_DISP_{p^*,m,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$PCGF\_TOT\_QUANT_{p^*,m,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com Produtos Negociados em Contratos por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

- 45.1.1.1. Logo, para usinas comprometidas com quaisquer CCEARs por disponibilidade e CERs, o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com tais produtos é a soma de todo o percentual de comprometimento com os referidos produtos em todos os leilões, conforme expressão a seguir:

$$PCGF\_TOT\_DISP_{p^*,m,mr} = \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} PCGF\_PROD_{p^*,t,l,mr}$$

Onde:

$PCGF\_TOT\_DISP_{p^*,m,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$PCGF\_PROD_{p^*,t,l,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l” relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

- 45.1.1.2. No caso de usinas comprometidas com CCEARs por quantidade provenientes de Leilões de Energia Nova, o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com o

Ambiente Regulado é a soma da quantidade anual de todos os referidos CCEARs, em relação a Garantia Física da usina, limitado a 100%, conforme expressão a seguir:

$$PCGF\_TOT\_QUANT_{p^*,m,mr} = \min \left( \frac{\sum_{m \in f} \sum_{e \in ELENFPQ} (QM_{e,m})}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m}; 1 \right)$$

$\forall mr$

Onde:

$PCGF\_TOT\_QUANT_{p^*,m,mr}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física Total com Produtos Negociados em Contratos por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$QMe,m$  Quantidade Mensal associada ao Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“ELENFPQ” é o conjunto de Contratos por quantidade, “e”, oriundos de Energia Nova, Fontes Alternativas e projetos indicados pelo CNPE

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro, comprometida com o contrato “e”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

46. Total de Recurso Proveniente de Garantia Física disponível utilizado nos meses anteriores ao de apuração é determinado conforme seguinte expressão:

$$REC\_SALDO\_GFIS\_UANT_{p^*,m,mr} = \sum_{mrus} REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,m,mr,mrus}$$

Onde:

$REC\_SALDO\_GFIS\_UANT_{p^*,m,mr}$  é o Total de Recurso Proveniente de Garantia Física Utilizado nos Meses Anteriores ao de Apuração, da usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,m,mr,mrus}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”, que foram utilizados nos meses “mrus” (Vide Linha de Comando 60.1)

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

“mrus” representa o mês em que o saldo de recomposição foi utilizado, para cada mês de possibilidade de utilização de saldo “mr”, compreendendo o intervalo de meses de “mr” a “m-1”. Para “mr” = m”, não há “mrus”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

47. Saldo Atualizado Proveniente de Garantia Física é determinado, para cada mês de referência, pela diferença entre Recurso Proveniente de Garantia Física e o Recurso Utilizado nos meses anteriores ao mês de apuração:

$$SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr} = \max(0; REC\_SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr} - REC\_SALDO\_GFIS\_UANT_{p^*,m,mr})$$

Onde:

SALDO\_G FIS<sub>p\*,m,mr</sub> é o Saldo Atualizado Proveniente de Garantia Física da usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

REC\_SALDO\_G FIS<sub>p\*,m,mr</sub> é o Recurso Proveniente de Garantia Física para a Formação de Saldo de Recomposição da usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

REC\_SALDO\_G FIS\_UANT<sub>p\*,m,mr</sub> é o Total Recurso Proveniente de Garantia Física Utilizado nos Meses Anteriores ao de Apuração, da usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

#### Determinação de Saldo Disponível de Contratos

48. O Recurso Proveniente do Contrato para formação de Saldo de Recomposição é determinado, para cada mês de referência, pela quantidade horária de cada contrato sinalizado para fins de recomposição, registrados e validados, conforme expressão:

$$REC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr} = \left( \sum_{j \in mr} CQ_{e,j} \right) + ADDC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr}$$

$$\forall e \in ECA$$

$$\forall e \in RECOMP$$

$$\forall a \in \alpha$$

Onde:

REC\_SALDO<sub>α,e,m,mr</sub> é o Recurso Proveniente do Contrato para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “α”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

ADDC\_SALDO<sub>α,e,mr</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo do agente “α”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“ECA” é o Conjunto de Contratos de Compra do perfil de agente “a”

“RECOMP” é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

**Importante:**

O Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo (ADDC\_SALDO) pode ser referente a contratos que não estão no conjunto de contratos de recomposição de lastro. Além disso, o ADDC\_SALDO também possui uma data de validação que sobrepõe a data de validação do contrato.

49. O Saldo Atualizado Proveniente de Contratos do Agente é determinado, para cada mês de referência, pela diferença entre Recurso Proveniente de Contratos e os Recursos Utilizados nos meses anteriores, conforme expressão:

$$SALDO\_CR\_AA_{\alpha,e,m,mr} = \max(0; REC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr} - REC\_SALDO\_CR\_UANT_{\alpha,e,m,mr})$$

Onde:

$SALDO\_CR\_AA_{\alpha,e,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente do Contrato de Recomposição do Agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Proveniente do Contrato para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO\_CR\_UANT_{\alpha,e,m,mr}$  é o Total de Recurso Proveniente do Contrato de Recomposição já Utilizado nos Meses Anteriores ao de Apuração, do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

50. O Total de Recurso Proveniente do Contrato de Recomposição Utilizados nos meses anteriores ao de apuração é determinado pela soma dos meses em que o saldo, relativo a cada contrato, foi utilizado, conforme seguinte expressão:

$$REC\_SALDO\_CR\_UANT_{\alpha,e,m,mr} = \sum_{mrus} REC\_SALDO\_CR\_U_{\alpha,e,m,mr,mrus}$$

Onde:

$REC\_SALDO\_CR\_UANT_{\alpha,e,m,mr}$  é o Total de Recurso Proveniente do Contrato de Recomposição já Utilizado nos Meses Anteriores ao de Apuração, do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO\_CR\_U_{\alpha,e,m,mr,mrus}$  é o Recurso Utilizado Proveniente do Contrato de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”, que foram utilizados nos meses “ $mrus$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

“ $mrus$ ” representa o mês em que o saldo de recomposição foi utilizado, para cada mês de possibilidade de utilização de saldo “ $mr$ ”, compreendendo o intervalo de meses de “ $mr$ ” a “ $m-1$ ”. Para “ $mr$ ” = “ $m$ ”, não há “ $mrus$ ”

### Contratos com Antecedência

51. Tendo em vista que a valoração para recomposição por meio de contratos com antecedência igual ou maior que 6 meses, com relação ao mês de apuração do atraso, é diferente da valoração por meio de contratos sem antecedência, se faz necessária a apuração de forma segregada.
52. A apuração do Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição com Antecedência é realizada através dos seguintes comandos e expressões:
  - 52.1. O Recurso Proveniente do Contrato com Antecedência para formação de Saldo de Recomposição é determinado, para cada mês de referência, pelo Saldo Atualizado Proveniente do Contrato de Recomposição, sendo esses registrados e validados com mais de 6 meses de antecedência em relação ao mês de apuração:

$$REC\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr} = SALDO\_CR\_AA_{\alpha,e,m,mr}$$

$$\forall e \in R6MA$$

Onde:

$REC\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Proveniente do Contrato **com** Antecedência para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$SALDO\_CR\_AA_{\alpha,e,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente do Contrato de Recomposição do Agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ $R6MA$ ” é o conjunto dos contratos registrados e validados com **mais** de 6 meses de antecedência em relação ao mês de apuração “ $m$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

- 52.2. O Fator Contratual do Saldo com Antecedência mensura a representatividade de um determinado contrato no Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição com Antecedência, conforme seguinte expressão:

$$F\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr} = \frac{REC\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr}}{SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr}}$$

Onde:

$F\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr}$  é o Fator Contratual do Saldo **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$REC\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Proveniente do Contrato **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

- 52.2.1. O Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição com Antecedência é determinado, para cada mês de referência, pela soma de todos os contratos que constituem o Recurso Proveniente de Contratos com Antecedência, conforme seguinte expressão:

$$SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr} = \left( \sum_e REC\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr} \right)$$

Onde:

$SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$REC\_SALDO\_CRA_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Proveniente do Contrato **com** Antecedência para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

### Contratos sem Antecedência

53. A apuração do Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição sem Antecedência é realizada através dos seguintes comandos e expressões:

- 53.1. O Recurso Proveniente do Contrato sem Antecedência para formação de Saldo de Recomposição é determinado, para cada mês de referência, pelo Saldo Atualizado Proveniente do Contrato de Recomposição, sendo esses registrados e validados, com menos de 6 meses de antecedência em relação ao mês de apuração:

$$REC\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr} = SALDO\_CR\_AA_{\alpha,e,m,mr}$$

$$\forall e \in \overline{R6MA}$$

Onde:

$REC\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Proveniente do Contrato **sem** Antecedência para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês

de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$SALDO\_CR\_AA_{\alpha,e,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente do Contrato de Recomposição do Agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“ $\overline{R6MA}$ ” é o conjunto dos contratos registrados e validados com **menos** de 6 meses de antecedência em relação ao mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

53.2. O Fator Contratual do Saldo sem Antecedência mensura a representatividade de um determinado contrato no Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição sem Antecedência, conforme expressão:

$$F\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr} = \frac{REC\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}}{SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr}}$$

Onde:

$F\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}$  é o Fator Contratual do Saldo **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Proveniente de Contratos **sem** Antecedência para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

53.2.1. Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição sem Antecedência é determinado, para cada mês de referência, pela soma de todos os contratos que constituem o Recurso Proveniente de Contratos sem Antecedência, conforme seguinte expressão:

$$SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr} = \left( \sum_e REC\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr} \right)$$

Onde:

$SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Proveniente do Contrato **sem** Antecedência para a Formação de Saldo de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

### Recomposição por Garantia Física

54. O Montante de Recomposição de Garantia Física é limitado entre o Montante Declarado a ser recomposto por Garantia Física de cada usina com lastro para todas usinas, produtos, leilões em atraso, e o Saldo Utilizado Proveniente de Garantia Física, para cada usina com recurso disponível para recomposição de lastro, conforme seguinte equação:

$$MPR\_GFIS\_L_{p^*,m} = \min \left( \sum_{p \in \alpha} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} RECOMP\_GFIS\_DEC_{p^*,p,t,l,m}; \sum_{mr} SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr} \right)$$

Onde:

$MPR\_GFIS\_L_{p^*,m}$  é o Montante de Recomposição de Garantia Física limitado da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS\_DEC_{p^*,p,t,l,m}$  é o Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física da parcela de usina “p\*”, para a parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Garantia Física da usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“p” representa a parcela de usina “p” em atraso

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

55. O Montante de Recomposição de Garantia Física Limitado é redistribuindo observando o montante declarado pelo agente de cada usina com lastro para cada usina, produto, leilão em atraso de forma obter o Montante Declarado a ser Recomposto com Garantia Física Limitado, conforme seguinte equação:

$$RECOMP\_GFIS\_DEC\_L_{p^*,p,t,l,m} = MPR\_GFIS\_L_{p^*,m} * \frac{RECOMP\_GFIS\_DEC_{p^*,p,t,l,m}}{\sum_{p \in \alpha} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} RECOMP\_GFIS\_DEC_{p^*,p,t,l,m}}$$

Onde:

$RECOMP\_GFIS\_DEC\_L_{p^*,p,t,l,m}$  é o Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física Limitado da parcela de usina “p\*”, para a parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MPR\_GFIS\_L_{p^*,m}$  é o Montante de Recomposição de Garantia Física limitado da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS\_DEC_{p^*,p,t,l,m}$  é o Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física da parcela de usina “p\*”, para a parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“p” representa a parcela de usina “p” em atraso

56. O Fator de Recomposição proveniente de Garantia Física é obtido pela ponderação do Montante Declarado a ser Recomposto com Garantia Física Limitado para cada usina em atraso, pelo somatório de toda a declaração do agente também já limitada, conforme expressão abaixo:

$$F\_RECOMP\_GFIS_{p^*,p,t,l,m} = \frac{RECOMP\_GFIS\_DEC\_L_{p^*,p,t,l,m}}{\sum_{p^*} RECOMP\_GFIS\_DEC\_L_{p^*,p,t,l,m}}$$

Onde:

$F\_RECOMP\_GFIS_{p^*,p,t,l,m}$  é o Fator de Recomposição de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, para cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS\_DEC_{p^*,p,t,l,m}$  é o Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física da parcela de usina “p\*”, para a parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“p” representa a parcela de usina “p” em atraso

57. O Montante Disponível para Recomposição com Garantia Física é determinado como sendo o menor valor entre a Energia Mensal referente ao Atraso e o Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física Limitado, proveniente das usinas com recurso disponível para recomposição de lastro, conforme seguinte equação:

$$RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m} = \min \left( EATS\_M_{p,t,l,m}; \sum_{p^*} RECOMP\_GFIS\_DEC\_L_{p^*,p,t,l,m} \right)$$

Onde:

$RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é o Montante Disponível para Recomposição por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EATS\_M_{p,t,l,m}$  é a Energia Mensal referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS\_DEC\_L_{p^*,p,t,l,m}$  é o Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física Limitado da parcela de usina “p\*”, para a parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“p” representa a parcela de usina “p” em atraso

58. O montante disponível para recomposição com Garantia Física é redistribuído pelo fator de recomposição da garantia física, para determinação do montante final a ser utilizado de cada usina com lastro disponível, para cada usina em atraso e os respectivos produtos e leilões:

$$GFIS\_UTIL\_RECOMP_{p^*,p,t,l,m} = RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m} * F\_RECOMP\_GFIS_{p^*,p,t,l,m}$$

Onde:

$GFIS\_UTIL\_RECOMP_{p^*,p,t,l,m}$  é a Garantia Física Utilizada para Recomposição da parcela de usina “p\*”, para cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é o Montante Disponível para Recomposição por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RECOMP\_GFIS_{p^*,p,t,l,m}$  é o Fator de Recomposição de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, para cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“p” representa a parcela de usina “p” em atraso

59. A Garantia Física Total Utilizada para Recomposição, para cada usina com recurso disponível para recomposição de lastro, será determinada pelo somatório da Garantia Física Utilizada para Recomposição:

$$GFIS\_TOT\_UTIL\_RECOMP_{p^*,m} = \sum_{p \in \alpha} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} GFIS\_UTIL\_RECOMP_{p^*,p,t,l,m}$$

Onde:

$GFIS\_TOT\_UTIL\_RECOMP_{p^*,m}$  é a Garantia Física Total Utilizada para Recomposição da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”

$GFIS\_UTIL\_RECOMP_{p^*,p,t,l,m}$  é a Garantia Física Utilizada para Recomposição da parcela de usina “p\*”, para cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“p” representa a parcela de usina “p” em atraso

### Utilização de Saldos de Garantia Física para Recomposição

60. A Recomposição por Garantia Física utilizará Saldos de Recomposição de Garantia Física, abatendo prioritariamente, os saldos constituídos nos meses mais antigos, dentro da janela de apuração de doze meses, conforme descrito nas equações a seguir:

*Se o mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr” corresponder ao “m-11”, então:*

$$SALDO\_GFIS\_ABAT_{p^*,m,mr} = GFIS\_TOT\_UTIL\_RECOMP_{p^*,m}$$

*Caso contrário,*

$$SALDO\_GFIS\_ABAT_{p^*,m,mr} = SALDO\_GFIS\_ABAT_{p^*,m,mr-1} - REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,m,mr-1}$$

Onde:

$SALDO\_GFIS\_ABAT_{p^*,m,mr}$  é a Quantidade de Saldo Proveniente de Garantia Física a ser Abatida da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$GFIS\_TOT\_UTIL\_RECOMP_{p^*,m}$  é a Garantia Física Total Utilizada para Recomposição da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”

$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr” (Vide Linha de Comando 60.1)

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

- 60.1. O Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física, relativo a cada mês de referência de formação de saldo de recomposição, é calculado com base no saldo atualizado do agente limitado à quantidade de saldo a ser abatida, conforme expressão abaixo:

$$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,m,mr} = \min(SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr}; SALDO\_GFIS\_ABAT_{p^*,m,mr})$$

Onde:

$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$SALDO\_GFIS_{p^*,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

SALDO\_GFIS\_ABAT<sub>p\*,m,mr</sub> é a Quantidade de Saldo Proveniente de Garantia Física a ser Abatida da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

### **Importante:**

O montante utilizado para recomposição de lastro, proveniente de saldo de Garantia Física, será subtraído na apuração dos montantes disponíveis para fins de Desconto na TUSD/TUST, bem como para a Cessão de Energia de Reserva na modalidade Energia/Lastro.

### **Determinação da Garantia Física Incentivada utilizada para fins abatimento do recurso disponível para Desconto aplicável à TUSD/TUST:**

61. Para as usinas que possuem ato específico vigente, que confere direito de comercializar energia incentivada, será retirada da matriz de desconto a garantia física utilizada para atendimento do atraso, caso no mês de referência a usina não esteja sobre os efeitos da ultrapassagem dos limites de potência injetada, conforme seguinte expressão:

*Se  $F\_PEN\_TUSD_{p*,mr} = 0$ , então*

$$REC\_GFIS\_U\_30_{p*,m,mr} = REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p*,m,mr}$$

*Caso contrário:*

$$REC\_GFIS\_U\_30_{p*,m,mr} = 0$$

Onde:

REC\_GFIS\_U\_30<sub>p\*,m,mr</sub> é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física considerando os limites de potência injetada, da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

REC\_SALDO\_GFIS\_U<sub>p\*,m,mr</sub> é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

F\_PEN\_TUSD<sub>p\*,mr</sub> é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p\*”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“p\*” representa a parcela de usina “p” com recurso disponível para recomposição de lastro

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

62. O Recurso Total Utilizado Proveniente de Saldos contemplará a garantia física incentivada utilizada para outros meses que não seja o mês de apuração, conforme seguinte expressão:

$$REC\_SALDO\_RDESC_{a,m,mr} = \sum_{p^* \in a} REC\_GFIS\_U\_30_{p^*,m,mr}$$

$mr \neq m$

Onde:

$REC\_SALDO\_RDESC_{a,m,mr}$  é o Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_GFIS\_U\_30_{p^*,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física considerando os limites de potência injetada, da parcela de usina “p\*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“a” representa o perfil que comercializa energia incentivada ou cogeração qualificada

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

### Recomposição por Contratos com Antecedência

63. A Recomposição por Contratos com Antecedência é realizada através dos seguintes comandos e expressões:

- 63.1. O Montante Passível de Recomposição por Contratos com Antecedência é determinado pela diferença entre a Energia Mensal referente ao Atraso e o Montante Recompuesto com Garantia Física, conforme seguinte equação:

$$MPRCA\_PROD_{p,t,l,m} = \max\left(0; (EATS\_M_{p,t,l,m} - RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m})\right)$$

Onde:

$MPRCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EATS\_M_{p,t,l,m}$  é a Energia Mensal referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

- 63.2. O Montante Passível de Recomposição por Contratos é limitado entre o Montante Declarado a ser Recompuesto por Contratos e o Montante Passível de Recomposição por Contratos com Antecedência, conforme seguinte equação:

$$MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m} = \min(RECOMP\_CONT\_DEC_{p,t,l,m}; MPRCA\_PROD_{p,t,l,m})$$

Onde:

$MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_DEC_{p,t,l,m}$  é o Montante Declarado a ser Re composto por Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MPRCA\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

63.3. O Fator de Recomposição de Contratos é obtido pela ponderação do Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado por usina, pelo somatório de todas as usinas, conforme a equação abaixo:

$$F\_RECOMP\_CONT_{p,t,l,m} = \frac{MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m}}{\sum_{p \in \alpha} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$F\_RECOMP\_CONT_{p,t,l,m}$  é o Fator de Recomposição de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

63.4. O Saldo Proveniente de Contratos com Antecedência será determinado pela soma dos Saldos Atualizados Proveniente de Contratos de Recomposição com Antecedência, dentro da janela de 12 meses, pelo Fator de Recomposição de Contratos, conforme equação abaixo:

$$SALDO\_CRA_{p,t,l,m} = \left( \sum_{mr} SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr} \right) * F\_RECOMP\_CONT_{p,t,l,m}$$

$p \in \alpha$

Onde:

$SALDO\_CRA_{p,t,l,m}$  é o Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **com** Antecedência da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência da Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$F\_RECOMP\_CONT_{p,t,l,m}$  é o Fator de Recomposição de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

63.5. O Montante Recompuesto por Contratos com Antecedência é determinado pelo menor valor entre o Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado e o Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados com Antecedência, conforme seguinte expressão:

$$RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m} = \min(MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m}; SALDO\_CRA_{p,t,l,m})$$

Onde:

RECOMP\\_CONT\\_A<sub>p,t,l,m</sub> é o Montante Recompuesto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

MPR\\_CONT\\_L<sub>p,t,l,m</sub> é o Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

SALDO\\_CRA<sub>p,t,l,m</sub> é o Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **com** Antecedência da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

63.6. O Montante Total Disponível para Recomposição por Contratos com Antecedência será determinado pelo somatório do Montante Recompuesto por Contratos com Antecedência do agente:

$$RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRA_{\alpha,m} = \sum_{p \in \alpha} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$$

Onde:

RECOMP\\_TOT\\_SALDO\\_CRA<sub>α,m</sub> é o Montante Total Disponível para Recomposição por Contratos **com** Antecedência do agente “α”, no mês de apuração “m”

RECOMP\\_CONT\\_A<sub>p,t,l,m</sub> é o Montante Disponível para Recomposição por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da parcela de usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da parcela de usina “p” está comprometida

### **Utilização e Atualização dos Saldos de Recomposição por Contratos Registrados com Antecedência**

63.7. A Recomposição por Contratos com Antecedência utilizará Saldos de Recomposição por Contratos com Antecedência, abatendo prioritariamente, os saldos constituídos nos meses mais antigos, dentro da janela de apuração de doze meses, conforme descrito nas equações a seguir:

Se o mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr” corresponder ao “m-11”, então:

$$SALDO\_CRA\_ABAT_{\alpha,m,mr} = RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRA_{\alpha,m}$$

Caso contrário,

$$SALDO\_CRA\_ABAT_{\alpha,m,mr} = SALDO\_CRA\_ABAT_{\alpha,m,mr-1} - REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr-1}$$

Onde:

$SALDO\_CRA\_ABAT_{\alpha,m,mr}$  é a Quantidade de Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência a ser Abatida do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRA_{\alpha,m}$  é o Montante Total Disponível para Recomposição por Contratos **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ” (Vide Linha de Comando 63.8)

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

63.8. O Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados com Antecedência do agente, relativo a cada mês de referência de formação de saldo de recomposição, é calculado com base no saldo atualizado do agente limitado à quantidade de saldo a ser abatida, conforme expressão abaixo:

$$REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr} = \min(SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr}; SALDO\_CRA\_ABAT_{\alpha,m,mr})$$

Onde:

$REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$SALDO\_CRA\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$SALDO\_CRA\_ABAT_{\alpha,m,mr}$  é a Quantidade de Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência a ser Abatida do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

### Recomposição por Contratos sem Antecedência

64. A Recomposição por Contratos sem Antecedência é realizada através dos seguintes comandos e expressões:

64.1. O Montante Passível de Recomposição por Contratos sem Antecedência é determinado pela diferença entre o Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado e o Montante Recompuesto por Contratos com Antecedência, conforme seguinte equação:

$$MPRCS\_PROD_{p,t,l,m} = \max\left(0; (MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m} - RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m})\right)$$

Onde:

$MPRCS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “ $p$ ”, para cada produto “ $t$ ”, do leilão “ $l$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$MPR\_CONT\_L_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos Limitado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante Reconstituído por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

64.2. O Saldo Proveniente de Contratos sem Antecedência será determinado pela soma dos Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição sem Antecedência, dentro da janela de 12 meses, pelo Fator de Recomposição proveniente de Contratos, conforme equação abaixo:

$$SALDO\_CRS_{p,t,l,m} = \left( \sum_{mr} SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr} \right) * F\_RECOMP\_CONT_{p,t,l,m}$$

$p \in \alpha$

Onde:

$SALDO\_CRS_{p,t,l,m}$  é o Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência da Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$F\_RECOMP\_CONT_{p,t,l,m}$  é o Fator de Recomposição de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

64.3. A Recomposição por Contratos registrados sem Antecedência Preliminar é determinada pelo menor valor entre o Montante Passível de Recomposição por Contratos sem Antecedência e o Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados sem Antecedência, conforme seguinte expressão:

$$RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m} = \min(MPRCS\_PROD_{p,t,l,m}; SALDO\_CRS_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}$  é o Montante Reconstituído por Contratos **sem** Antecedência Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MPRCS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Montante Passível de Recomposição por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$SALDO\_CRS_{p,t,l,m}$  é o Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

64.4. O Montante Total Disponível para Recomposição por Contratos sem Antecedência será determinado pelo somatório do Montante Recompuesto por Contratos sem Antecedência Preliminar do agente:

$$RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRS_{\alpha,m} = \sum_{p \in \alpha} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRS_{\alpha,m}$  é o Montante Total Disponível para Recomposição por Contratos **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **sem** Antecedência Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, para cada produto “ $t$ ”, do leilão “ $l$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

“TLP” é o conjunto dos produtos “ $t$ ”, em que a parcela da parcela de usina “ $p$ ”, está comprometida com o leilão “ $l$ ”

“LP” é o conjunto de leilões “ $l$ ”, em que cada parcela da parcela de usina “ $p$ ” está comprometida

#### **Utilização e Atualização dos Saldos de Recomposição por Contratos Registrados sem Antecedência**

64.5. A Recomposição por Contratos sem Antecedência utilizará Saldos de Recomposição por Contratos sem Antecedência, abatendo prioritariamente, os saldos constituídos nos meses mais antigos, dentro da janela de apuração de doze meses, conforme descrito nas equações a seguir:

*Se o mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ” corresponder ao “ $m-11$ ”, então:*

$$SALDO\_CRS\_ABAT_{\alpha,m,mr} = RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRS_{\alpha,m}$$

*Caso contrário,*

$$SALDO\_CRS\_ABAT_{\alpha,m,mr} = SALDO\_CRS\_ABAT_{\alpha,m,mr-1} - REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr-1}$$

Onde:

$SALDO\_CRS\_ABAT_{\alpha,m,mr}$  é a Quantidade de Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência a ser Abatida do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$RECOMP\_TOT\_SALDO\_CRS_{\alpha,m}$  é o Montante Total Disponível para Recomposição por Contratos **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ” (Vide Linha de Comando 64.6)

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

64.6. O Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados sem Antecedência do agente, relativo a cada mês de referência de formação de saldo de

recomposição, é calculado com base no saldo atualizado do agente limitado à quantidade de saldo a ser abatida, conforme expressão abaixo:

$$REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr} = \min(SALDO\_CRS\_AA_{\alpha,m,mr}; SALDO\_CRS\_ABAT_{\alpha,m,mr})$$

Onde:

REC\_SALDO\_CRS\_U $_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

SALDO\_CRS\_AA $_{\alpha,m,mr}$  é o Saldo Atualizado Proveniente de Contratos **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

SALDO\_CRS\_ABAT $_{\alpha,m,mr}$  é a Quantidade de Saldo Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência a ser Abatida do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

#### Apuração do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição

65. O Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição, relativo a cada mês de referência de formação de saldo de recomposição e a cada contrato que constituiu o saldo, é calculado com base no Saldo Utilizado sem Antecedência, multiplicado pelo Fator Contratual do Saldo sem Antecedência conforme seguinte expressão:

*Para Saldos Utilizados Provenientes de Contratos de Recomposição **com** Antecedência:*

$$REC\_SALDO\_CR\_U_{\alpha,e,m,mr} = REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr} * F\_SALDO\_CRA_{\alpha,e,m,mr}$$

*Para Saldos Utilizados Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência:*

$$REC\_SALDO\_CR\_U_{\alpha,e,m,mr} = REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr} * F\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}$$

Onde:

REC\_SALDO\_CR\_U $_{\alpha,e,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

REC\_SALDO\_CRA\_U $_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

F\_SALDO\_CRA $_{\alpha,e,m,mr}$  é o Fator Contratual do Saldo **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

REC\_SALDO\_CRS\_U $_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$F\_SALDO\_CRS_{\alpha,e,m,mr}$  é o Fator Contratual do Saldo **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

### Recomposição por Contratos considerando o atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste

66. Para usinas que, entraram em operação de teste até a data prevista no Ato de Outorga, terão o saldo utilizado de contratos de recomposição sem Antecedência valorado como saldo utilizado de contrato de recomposição com Antecedência, conforme seguintes comandos:

#### Importante:

Este tratamento diferenciado para usinas em que o atraso se deu durante o período de teste, sendo este conforme as datas constantes no ato de outorga, tem duração de no máximo 90 dias.

67. O Fator de Potência considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste é obtido em função da razão entre o somatório da potência instalada, das unidades que cumpriram o prazo de entrada de teste previsto no ato de outorga e atrasaram, e a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_PAOT_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGATS} (CAP_{i,j})}{\sum_{i \in UGAOP} CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_PAOT_{p,j}$  é o Fator de Potência considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste da parcela de usina “ $p$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada em cada unidade geradora “ $i$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

$CAP\_T\_GF_p$  é a Potência Instalada Total associado à Garantia Física da parcela de usina “ $p$ ”

“UGATS” é o conjunto de unidades geradoras em atraso da parcela de usina “ $p$ ”, durante o período de suprimento do contrato

“UGAOP” é o conjunto de unidades geradoras da parcela de usina “ $p$ ”, que entraram em operação de teste durante o prazo previsto no ato de outorga

68. O Fator considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste será determinado pela ponderação do fator relacionado dos períodos de comercialização no mês, pelo o número de períodos de comercialização do mês, conforme seguinte equação:

$$F\_AOT_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_PAOT_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F_{AOT_{p,m}}$  é o Fator considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F_{PAOT_{p,j}}$  é o Fator de Potência considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M_{SPD_m}$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

69. O Montante considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste é determinado pela aplicação do fator correspondente sobre a Quantidade Sazonalizada do Contrato, conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimentos comprometidos com contratos por disponibilidade:*

$$MC_{AOT_{p,t,l,m}} = F_{AOT_{p,m}} * \sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}$$

*Para empreendimentos comprometidos com contratos por quantidade:*

$$MC_{AOT_{p,t,l,m}} = F_{AOT_{p,m}} * \sum_{e \in ECCEARQ} QM_{e,m}$$

Onde:

$MC_{AOT_{p,t,l,m}}$  é o Montante considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F_{AOT_{p,m}}$  é o Fator considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade da parcela de usina “p”

70. O Fator de Proporção de Contratos considerando o Atraso em Operação de Teste é determinado pela proporção do Montante considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste e do Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência Preliminar, conforme a seguinte expressão:

$$F_{MPRC_{AOT_{p,t,l,m}}} = \min \left( \frac{MC_{AOT_{p,t,l,m}}}{RECOMP_{CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}}}; 1 \right)$$

Onde:

$F_{MPRC_{AOT_{p,t,l,m}}}$  é o Fator de Proporção de Contratos considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MC_{AOT_{p,t,l,m}}$  é o Montante considerando o Atraso ocorrido quando a usina estava em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

71. O Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste será utilizado a partir do Montante Recomposto por Contratos sem Antecedência Preliminar ponderado pelo Fator de Proporção de Contratos considerando o Atraso em Operação de Teste, conforme a seguinte equação:

$$RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m} * F\_MPRC\_AOT_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_MPRC\_AOT_{p,t,l,m}$  é o Fator de Proporção de Contratos considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

72. A Recomposição por Contratos Registrados **sem** Antecedência é determinada pela diferença entre Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência Preliminar e o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste, conforme a seguinte expressão:

$$RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m} - RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_S\_PRE_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### **Montante de Excludente de Responsabilidade**

73. Quando o atraso for reconhecido pela Aneel como excludente de responsabilidade do agente proprietário da usina, a valoração do repasse do custo de recomposição será verificada de maneira segregada, considerando os saldos de contratos utilizados. O montante recomposto considerando o excludente de responsabilidade será determinado de acordo com as seguintes linhas de comando:

- 73.1. O Fator de Potência Excludente será determinado pela proporção das unidades geradoras que estão na condição de excludente de responsabilidade, no mês de apuração, pela sua capacidade total associada a garantia física, conforme seguinte equação:

$$F\_PEXC_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGATS} (CAP_{i,j})}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_PEXC_{p,j}$  é o Fator de Potência Excludente da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada em cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_p$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”

“UGATS” é o conjunto de unidades geradoras em atraso da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

“UGER” é o conjunto de unidades geradoras que estão na condição de excludente de responsabilidade no mês de apuração da usina “p”

73.2. O Fator Excludente de Responsabilidade será determinado pela ponderação do fator relacionado horário no mês de apuração pelo número de períodos de comercialização do mês, conforme a seguinte equação:

$$F\_EXC_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_PEXC_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F\_EXC_{p,m}$  é o Fator Excludente da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_PEXC_{p,j}$  é o Fator de Potência Excludente da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

73.3. O Montante a ser considerando como excludente de responsabilidade será determinado pelo Fator Excludente de Responsabilidade na Energia Mensal referente ao Atraso, conforme a seguinte equação:

$$MERP_{p,t,l,m} = F\_EXC_{p,m} * EATS\_M_{p,t,l,m}$$

Onde:

$MERP_{p,t,m}$  é o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_EXC_{p,m}$  é o Fator Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$EATS\_M_{p,t,l,m}$  é a Energia Mensal referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

73.4. O Fator de Excludente de Responsabilidade Recompuesto será determinado pelo Montante a ser considerando como excludente de responsabilidade, os montantes recompostos por

Contratos sem Antecedência, com Antecedência e considerando o Atraso em Operação de Teste, conforme a seguinte equação:

$$F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m} = \min \left( \frac{MERP_{p,t,l,m}}{RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m} + RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m} + RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}}; 1 \right)$$

Onde:

$F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m}$  é o Fator de Excludente Recompuesto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MERP_{p,t,l,m}$  é o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

74. O Montante Recompuesto por Contratos **com** Antecedência Final será determinado segregando o que foi utilizado como montante de excludente de responsabilidade, conforme a seguinte equação:

$$RECOMP\_CONT\_AF_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m} * (1 - F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_AF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **com** Antecedência Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m}$  é o Fator de Excludente Recompuesto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

75. O Montante Recompuesto por Contratos **sem** Antecedência Final será determinado segregando o que foi utilizado como montante de excludente de responsabilidade, conforme seguinte equação:

$$RECOMP\_CONT\_SF_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m} * (1 - F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_SF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **sem** Antecedência Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m}$  é o Fator de Excludente Recomposto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

76. O Montante Recomposto por Contratos considerando o Atraso em Operação de Teste Final será determinado segregando o que foi utilizado como montante de excludente de responsabilidade, conforme seguinte equação:

$$RECOMP\_CONT\_OPTF_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m} * (1 - F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_OPTF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m}$  é o Fator de Excludente Recomposto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

77. O Montante Recomposto por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade será determinado pelo Fator de Excludente de Responsabilidade Recomposto considerando os montantes recompostos por contratos sem Antecedência, com Antecedência e considerando o Atraso em Operação de Teste, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m} \\ = (RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m} + RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m} \\ + RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}) * F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

Onde:

$RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ERP\_RECOMP_{p,t,l,m}$  é o Fator de Excludente Recomposto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

78. O Montante não recomposto será determinado pela diferença entre Energia Mensal referente ao Atraso e montante recomposto em cada modalidade, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 MNR\_PROD_{p,t,l,m} &= EATS\_M_{p,t,l,m} \\
 &\quad - RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m} - RECOMP\_CONT\_AF_{p,t,l,m} - RECOMP\_CONT\_SF_{p,t,l,m} \\
 &\quad - RECOMP\_CONT\_OPTF_{p,t,l,m} - RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

$MNR\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Montante não Recomposto do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EATS\_M_{p,t,l,m}$  é a Energia Mensal referente ao Atraso na Entrada em Operação Comercial das unidades geradoras da usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_AF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **com** Antecedência Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_SF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **sem** Antecedência Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_OPTF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto considerando o Atraso em Operação de Teste Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

## Critérios de Valoração

### Preço do Contrato Original Atualizado

79. O Preço da Energia no Contrato de Venda Original Atualizado, determinado em regulamentação específica na Resolução nº 595/13, será apurado para usinas termelétricas, com modalidade de despacho IA e IIA, comprometidas com contratos por disponibilidade, simulando o valor que seria suportado pelo comprador, considerando o resultado de MCP e de Receita de Venda. Para as usinas eólicas ou termelétricas à biomassa, com modalidade de despacho IB, IIB, IIC ou III, é considerado apenas a receita fixa mensal da usina. Já para as usinas comprometidas com contratos por quantidade, será apurado o preço atualizado somente para usina comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, de acordo com o apurado no pagamento da Receita de Venda. Conforme as linhas de comando abaixo:
80. O Preço Atualizado do Contrato de Venda Original será determinado conforme descrito abaixo:
81. Para as usinas comprometidas com CCEAR por Quantidade provenientes de Leilões de Energia, o Preço da Energia no Contrato de Venda Original Atualizado é o próprio Preço de Venda de CCEAR, conforme seguinte equação:

$$PA\_CVO_{p,t,l,m} = PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PA\_CVO_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado no Contrato de Venda Original da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

82. Para as usinas eólicas, solares ou termelétricas à biomassa, com modalidade de despacho IB, IIB, IIC ou III, (CVU nulo) Preço da Energia no Contrato de Venda Original Atualizado é determinado pela receita fixa mensal da usina, conforme seguintes equações:

*Para usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova ou Fontes Alternativas realizados de 2011 em diante*

$$PA\_CVO_{p,t,l,m} = RFIX\_U_{p,t,l,m}$$

*Para as usinas comprometidas com os demais leilões:*

$$PA\_CVO_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{e \in EPTL} RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}}{\sum_{e \in EPTL} QM_{e,m}}$$

Onde:

$PA\_CVO_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado no Contrato de Venda Original da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

83. Para as usinas termelétricas, com CVU não nulo, comprometidas com CCEAR por Disponibilidade o Preço da Energia no Contrato de Venda Original Atualizado é determinado pelo Preço Suportado pelo Comprador simulando a usina em operação comercial:

$$PA\_CVO_{p,t,l,m} = PSC\_SOP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PA\_CVO_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado no Contrato de Venda Original da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PSC\_SOP_{p,t,l,m}$  é Preço Suportado pelo Comprador Simulando a Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

- 83.1. O Preço Suportado pelo Comprador Simulando a Operação Comercial da usina é determinado considerando resultado de MCP e de Receita de Venda de cada contrato, simulado a usina em total operação comercial:

$$\begin{aligned}
 PSC\_SOP_{p,t,l,m} &= \frac{\sum_{e \in EPTL} (RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m})}{\sum_{e \in EPTL} \sum_{j \in m} CQ\_PRE_{e,j}} \\
 &+ \frac{\sum_{e \in EPTL} (PSC\_SOP\_PV_{p,t,l,e,m} + PSC\_SOP\_MCP_{p,t,l,e,m})}{\sum_{e \in EPTL} \sum_{\substack{j \in m \\ j \in JATS}} CQ\_PRE_{e,j}}
 \end{aligned}$$

Onde:

$PSC\_SOP_{p,t,l,m}$  é o Preço Suportado pelo Comprador Simulando a Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$PSC\_SOP\_PV_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

$PSC\_SOP\_MCP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para o MCP Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

“JATS” é o conjunto de períodos de comercialização em que a usina esteja em atraso da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

- 83.1.1. A parcela simulada referente à Receita de Venda é determinada conforme a modalidade de despacho da usina e pela soma do preço simulado referente à Receita de Venda ao longo do mês:

$$PSC\_SOP\_PV_{p,t,l,e,m} = \sum_{\substack{j \in m \\ j \in JATS}} (PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

$PSC\_SOP\_PV_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

$PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“JATS” é o conjunto de períodos de comercialização em que a usina esteja em atraso da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

83.1.1.1. A parcela referente à Receita de Venda é simulada, caso a usina não esteja em operação comercial, de acordo com o PLD e o CVU, conforme expressões abaixo:

$$\text{Se } CVU_{P_{p,t,l,m}} \leq PLD_{s,j}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011 sem obrigação de entrega:

$$\begin{aligned} PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j} &= \left( \left( \left( \sum_{i \in P} CAP_{i,j} \right) * FCmax_{p,f} * F\_PDI_{p,j} * ID\_REF_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. * PCG\_PROD_{p,t,l,m} \right) - INFLEX_{p,t,l,f} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \end{aligned}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011 com obrigação de entrega:

$$PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j} = (DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} - INFLEX_{p,t,l,f}) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante:

$$\begin{aligned} PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j} &= (DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} - INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \end{aligned}$$

Onde:

$PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos Regulados por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$CVU\_P_{p,t,l,m}$  é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

### Importante:

Para usinas GNL com despacho antecipado, que não estiverem em operação comercial, deve ser utilizado o PLD do período de comercialização de 63 dias atrás do período de comercialização atual.

83.1.1.2. A parcela referente à Receita de Venda é simulada de forma horária, caso a usina esteja em operação comercial, de acordo com a informação de despacho do ONS, conforme expressões abaixo:

$$\text{Se } DOMP_{p,j} > 0$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011 sem obrigação de entrega:

$$PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j} = \max \left( \left( \left( \sum_{i \in P} CAP_{i,j} \right) * FCmax_{p,f} * F\_PDI_{p,j} * ID\_REF_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j} * PCG\_PROD_{p,t,l,m} \right) - INFLEX_{p,t,l,j}; 0 \right) * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011 com obrigação de entrega:

$$PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j} = \max(DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} - G\_INFLEX_{p,t,l,j}; 0) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2011 até 2015:

$$PSC\_SOP\_PV\_P_{p,t,l,e,j} = \max(DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} - INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}; 0) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2016 em diante:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{PSC\_SOP\_PV\_P}_{p,t,l,e,j} \\
 & = \max(\mathbf{DISP\_MAX\_APU}_{p,t,l,f} * \mathbf{AJU\_PARC\_DOMP}_{p,j} \\
 & \quad - \mathbf{INFLEX\_MOD}_{p,t,l,j}; 0) * \mathbf{F\_RC}_{p,t,l,e,m} * \mathbf{CVU\_A\_D}_{p,t,l,e,j}
 \end{aligned}$$

Onde:

$\mathbf{PSC\_SOP\_PV\_P}_{p,t,l,e,j}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{CAP}_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{FCmax}_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$\mathbf{F\_PDI}_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$\mathbf{ID\_REF}_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$\mathbf{UXP\_GLF}_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$\mathbf{PCG\_PROD}_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos Regulados por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$\mathbf{DISP\_MAX\_AJU}_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{DISP\_MAX\_APU}_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$\mathbf{AJU\_PARC\_DOMP}_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{INFLEX}_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$\mathbf{INFLEX\_MOD}_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{F\_RC}_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$\mathbf{CVU\_A\_D}_{p,t,l,e,,}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$\mathbf{CVU\_P}_{p,t,l,m}$  é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$\mathbf{DOMP}_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

83.1.2. A Parcela Suportada referente ao MCP é determinada conforme a modalidade de despacho da usina e de acordo com a potência associada ou disponibilidade declarada, por meio da soma do preço simulado no MCP ao longo do mês, considerando somente os períodos de comercialização em atraso:

$$PSC\_SOP\_MCP_{p,t,l,e,m} = \sum_{\substack{j \in m \\ j \in JATS}} (PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j})$$

Onde:

$PSC\_SOP\_MCP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial referente ao MCP da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial referente ao MCP Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“JATS” é o conjunto de períodos de comercialização em que a usina esteja em atraso da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

83.1.2.1. Para as usinas térmicas com CVU não nulo fora de operação comercial, a parcela horária simulada do MCP, conforme o leilão, será determinada pela simulação do despacho da usina, considerando a potência associada ao contrato, inflexibilidade e montante contratado, conforme seguintes equações:

$$\text{Se } CVU\_P_{p,t,l,m} \leq PLD_{s,j} :$$

*Para as usinas comprometidas CCEARs com obrigação de entrega:*

$$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} = \left( \sum_{e \in EPTL} CQ\_PRE_{e,j} - DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * PLD_{s,j}$$

*Para as usinas comprometidas CCEARs sem obrigação de entrega:*

$$\begin{aligned} & PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} \\ &= \left( \sum_{e \in EPTL} CQ\_PRE_{e,j} \right. \\ &\quad - \left( \left( \sum_{i \in P} CAP_{i,j} \right) * FCmax_{p,f} * F\_PDI_{p,j} * ID\_REF_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j} \right. \\ &\quad \left. \left. * PCG\_PROD_{p,t,l,m} \right) \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * PLD_{s,j} \end{aligned}$$

$$\text{Se } CVU\_P_{p,t,l,m} > PLD_{s,j}$$

*Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011:*

$$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} = \left( \sum_{e \in EPTL} CQ\_PRE_{e,j} - INFLEX_{p,t,l,f} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * PLD_{s,j}$$

Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante:

$$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} = \left( \sum_{e \in EPTL} CQ\_PRE_{e,j} - INFLEX\_MOD_{p,t,l,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} * PLD_{s,j}$$

Onde:

$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial referente ao MCP Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_APU_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Apurada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_P_{p,t,l,m}$  é o CVU Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$FC_{max,p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos Regulados por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

**Importante:**

Para usinas GNL com despacho antecipado, que não estiverem em operação comercial, deve ser utilizado o PLD do período de comercialização de 63 dias atrás do período de comercialização atual.

83.1.2.2. Para as usinas térmicas com CVU não nulo, em operação comercial, a parcela horária simulada do MCP, conforme o leilão, será determinada pelo despacho da usina, considerando a potência associada ao contrato, inflexibilidade e montante contratado, conforme seguintes equações:

*Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados antes de 2011 sem obrigação de entrega:*

$$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} = \left( CQ\_PRE_{e,j} - \left( \sum_{i \in P} CAP_{i,j} * FCmax_{p,f} * F\_PDI_{p,j} * ID\_REF_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j} * PCG\_PROD_{p,t,l,m} * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m} \right) \right) * PLD_{s,j}$$

*Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2016 em diante:*

$$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} = (CQ\_PRE_{e,j} - OBE\_PROD\_DPF\_PRE_{p,t,l,j}) * PLD_{s,j}$$

*Para as demais usinas comprometidas CCEARs com obrigação de entrega:*

$$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j} = (CQ\_PRE_{e,j} - OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}) * PLD_{s,j}$$

Onde:

$PSC\_SOP\_MCP\_P_{p,t,l,e,j}$  é a Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial referente ao MCP Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_DPF\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD\_PRE_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Preliminar associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DOMP_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_PDI_{p,j}$  é o Fator de Abatimento das Perdas Internas Instantâneas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ID\_REF_{p,m}$  é o Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos Regulados por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

83.2. O Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso ponderado é obtido pela razão entre: (i) a capacidade instalada mensal de todas as unidades geradoras em atraso, considerado o respectivo fator de ajuste em função do tempo de atraso, e (ii) o somatório da capacidade instalada de todas as unidades geradoras em atraso, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_TATSUG\_P_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{j \in m} \sum_{\substack{i \in p \\ i \in UGATS}} (CAP_{i,j} * F\_TATSUG_{i,t,l,j})}{\sum_{j \in m} \sum_{\substack{i \in p \\ i \in UGATS}} (CAP_{i,j})}$$

Onde:

$F\_TATSUG\_P_{p,t,l,m}$  é o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso Ponderado, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$F\_TATSUG_{i,t,l,j}$  é o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso de cada unidade geradora “i”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“UGATS” é o conjunto de unidades geradoras em atraso da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

83.2.1. Para unidades geradoras com atraso **superior a 3 meses**, o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso é obtido de acordo com a seguinte equação:

Se  $PA\_CVO_{p,t,l,m} \geq 0$ :

$$F\_TATSUG_{i,t,l,j} = 0,85$$

Caso contrário:

$$F\_TATSUG_{i,t,l,j} = 1,15$$

Onde:

$F\_TATSUG_{i,t,l,j}$  é o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso de cada unidade geradora “i”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

83.2.2. Para unidades geradoras com atraso **igual ou inferior a 3 meses**, o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$F\_TATSUG_{i,t,l,j} = 1$$

Onde:

$F\_TATSUG_{i,t,l,j}$  é o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso de cada unidade geradora “i”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

83.3. Preço Atualizado do Contrato de Venda Original será ajustado pelo Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso Ponderado, conforme seguinte equação:

$$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m} = PA\_CVO_{p,t,l,m} * F\_TATSUG\_P_{p,t,l,m}$$

Onde:

$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado do Contrato de Venda Original Final da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PA\_CVO_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado no Contrato de Venda Original da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$F\_TATSUG\_P_{p,t,l,m}$  é o Fator de Ajuste em Função do Tempo de Atraso Ponderado, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### PLD de Recomposição

84. O Preço de Liquidação das Diferenças médio de recomposição de lastro será o PLD médio mensal de cada submercado, considerando o montante a ser acrescido devido as variações em relação às referências, conforme seguinte equação:

$$PLD\_MED\_RECOMP_{s,m} = \frac{\sum_{j \in m} PLD_{s,j}}{M\_SPD_m} + MACRS\_PLD_m$$

Onde:

$PLD\_MED\_RECOMP_{s,m}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio de Recomposição de Lastro, determinado por submercado “s”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

$MACRS\_PLD_m$  é o Montante a ser Acrescido ao Preço de Liquidação das Diferenças para fins de recomposição de lastro no mês de apuração “m”

85. O Montante a ser Acrescido ao Preço de Liquidação das Diferenças para fins de recomposição de lastro será determinado de acordo com a variação em relação às referências, do PLD Máximo Estrutural e PLD Mínimo, conforme seguinte equação:

$$MACRS\_PLD_m = \frac{(25 * PLD\_MAX\_EST_f) - (24 * PLD\_MED_m) - PLD\_MIN_f}{(PLD\_MAX\_EST_f - PLD\_MIN_f)}$$

Onde:

$MACRS\_PLD_m$  é o Montante a ser Acrescido ao Preço de Liquidação das Diferenças para fins de recomposição de lastro no mês de apuração “m”

$PLD\_MAX\_EST_f$  é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

$PLD\_MIN_f$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração “f”

$PLD\_MED_m$  é o Preço Médio Mensal de Liquidação das Diferenças no mês de apuração “m”

- 85.1. O cálculo do Preço Médio Mensal de Liquidação das Diferenças é realizado a partir da média mensal do Preço de Liquidação de Diferenças em todos os submercados, conforme a seguinte expressão:

$$PLD\_MED_m = \frac{\sum_{j \in m} \sum_s PLD_{s,j}}{QT\_SUB_m * M\_SPD_m}$$

Onde:

$PLD\_MED_m$  é o Preço Médio Mensal de Liquidação das Diferenças no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$QT\_SUB_m$  é o Quantidade Total de Submercados no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

### Preço do Contrato de Recomposição

86. O Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados do agente é calculado conforme os comandos e expressões a seguir:

86.1. O Preço Médio dos Contratos de Recomposição será determinado a partir dos contratos registrados e validados com mais de 6 meses de antecedência pelo agente e respectivos preços, para cada mês de referência, conforme seguinte equação:

$$= \frac{\sum_{a \in \alpha} \left( \sum_{j \in mr} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in RECOMP \\ e \in R6MA}} CQ_{e,j} * PCR_{e,j} \right) + \left( \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in R6MA}} ADDC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr} * ADDC\_PCR_{\alpha,e,m,mr} \right)}{\sum_{a \in \alpha} \left( \left( \sum_{j \in mr} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in RECOMP \\ e \in R6MA}} CQ_{e,j} \right) + \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in R6MA}} ADDC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr} \right)}$$

$\forall j \in mr$

Onde:

$PCR_{A_{\alpha,m,mr}}$  é a Preço Médio dos Contratos de Recomposição com Antecedência do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$PCR_{e,j}$  é o Preço do Contrato de Recomposição “ $e$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “ $e$ ” no período de comercialização “ $j$ ”

$ADDC\_PCR_{\alpha,e,m,mr}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Preço do Contrato do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

$ADDC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “ $e$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “ $mr$ ”

“ECA” é o Conjunto de Contratos de Compra do perfil de agente “ $a$ ” proprietário da parcela de usina “ $p$ ”

“RECOMP” é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

“R6MA” é o conjunto dos contratos registrados e validados com **mais** de 6 meses de antecedência em relação ao mês de apuração “ $m$ ”

“ $mr$ ” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “ $m-11$ ” a “ $m$ ”

86.2. O Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados com Antecedência do agente é determinado de acordo com saldo **com** antecedência utilizado de cada mês de referência pelo seu respectivo preço médio:

$$PCR\_SALDO\_A_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{mr} (REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr} * PCR_{A_{\alpha,m,mr}})}{\sum_{mr} REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr}}$$

$\forall a \in \alpha$

$$\begin{aligned} \forall p \in a \\ \forall l \in LP \\ \forall t \in TLP \end{aligned}$$

Onde:

PCR\_SALDO\_A<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

REC\_SALDO\_CRA\_U<sub>α,m,mr</sub> é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência do agente “α”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

PCR\_A<sub>α,m,mr</sub> é o Preço Médio dos Contratos de Recomposição **com** Antecedência do Agente “α”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“a” são os perfis de agente pertencentes ao agente “α”

“p” é a parcela de usina modelada sob o perfil do agente “a”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

86.3. O Preço ponderado do recurso **sem** antecedência será determinado a partir dos contratos registrados e validados com **menos** de 6 meses de antecedência pelo agente e respectivos preços, para cada mês de referência, conforme seguinte equação:

$$= \frac{\sum_{a \in \alpha} \left( \left( \sum_{j \in mr} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in RECOMP \\ e \in R6MA}} CQ_{e,j} * PCR_{e,j} \right) + \left( \sum_{\substack{e \in R6MA \\ e \in ECA}} ADDC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr} * ADDC\_PCR_{\alpha,e,m,mr} \right) \right)}{\sum_{a \in \alpha} \left( \left( \sum_{j \in mr} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in RECOMP \\ e \in R6MA}} CQ_{e,j} \right) + \sum_{\substack{e \in R6MA \\ e \in ECA}} ADDC\_SALDO_{\alpha,e,m,mr} \right)}$$

Onde:

PCR\_S<sub>α,m,mr</sub> é o Preço Médio dos Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do Agente “α”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

PCR<sub>e,j</sub> é o Preço do Contrato de Recomposição “e”, no período de comercialização “j”

CQ<sub>e,j</sub> é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

ADDC\_PCR<sub>α,e,m,mr</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Preço do Contrato do agente “α”, referente ao contrato

“e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

ADDC\_SALDO $_{\alpha,e,mr}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo do agente “ $\alpha$ ”, referente ao contrato “e”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“ECA” é o Conjunto de Contratos de Compra do perfil de agente “a” proprietário da parcela de usina “p”

“RECOMP” é o conjunto dos contratos aprovados como contratos de recomposição de lastro

“R6MA” é o conjunto dos contratos registrados e validados com **menos** de 6 meses de antecedência em relação ao mês de apuração “m”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

86.4. O Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **sem** Antecedência do agente é determinado de acordo com saldo **sem** antecedência utilizado de cada mês de referência pelo seu respectivo preço médio:

$$PCR\_SALDO\_S_{p,t,l,m} = \frac{\sum_{mr} (REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr} * PCR\_S_{\alpha,m,mr})}{\sum_{mr} REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr}}$$

$$\forall a \in \alpha$$

$$\forall p \in a$$

$$\forall l \in LP$$

$$\forall t \in TLP$$

Onde:

PCR\_SALDO\_S $_{p,t,l,m}$  é o Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

REC\_SALDO\_CRS\_U $_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

PCR\_S $_{\alpha,m,mr}$  é a Preço Médio dos Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“a” são os perfis de agente pertencentes ao agente “ $\alpha$ ”

“p” é a parcela de usina modelada sob o perfil do agente “a”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

86.5. O Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados do agente é determinado de acordo com saldo com e sem antecedência utilizado de cada mês de referência valorado pelo seu respectivo preço médio:

$$= \frac{PCR\_SALDO_{p,t,l,m} + \sum_{mr} (REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr} * PCR\_S_{\alpha,m,mr}) + \sum_{mr} (REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr} * PCR\_A_{\alpha,m,mr})}{\sum_{mr} REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr} + \sum_{mr} REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr}}$$

$$\forall \alpha \in \alpha$$

$$\forall p \in a$$

$$\forall l \in LP$$

$$\forall t \in TLP$$

Onde:

$PCR\_SALDO_{p,t,l,m}$  é o Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$REC\_SALDO\_CRS\_U_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$PCR\_S_{\alpha,m,mr}$  é o Preço Médio dos Contratos de Recomposição **sem** Antecedência do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$REC\_SALDO\_CRA\_U_{\alpha,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição **com** Antecedência do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

$PCR\_A_{\alpha,m,mr}$  é o Preço Médio dos Contratos de Recomposição **com** Antecedência do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“a” são os perfis de agente pertencentes ao agente “ $\alpha$ ”

“p” é a parcela de usina modelada sob o perfil do agente “a”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

### Receita de Venda por conta do atraso

87. Para usinas comprometidas com de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas ou Leilões de Projetos Estruturantes, será calculada a Receita de Venda por conta do atraso, podendo um agente ter mais de um tipo de recomposição, conforme linhas de comando abaixo:

87.1. A Receita de Venda relacionada à Recomposição por Garantia Física será determinada pela quantidade recomposta por garantia física, valorada pelo menor valor entre (i) o preço atualizado final do contrato de venda e (ii) o PLD médio, conforme seguinte equação:

$$RV\_RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m} = RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m} * \min\left(PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}, \frac{\sum_{j \in m} PLD_{s,j}}{M\_SPD_m}\right)$$

Onde:

$RV\_RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recomposto por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado do Contrato de Venda Original Final da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

“s” é o submercado no qual a parcela de usina “p” está localizada

87.2. A Receita de Venda relacionada à Recomposição por Contratos com Antecedência será determinada pela quantidade recomposta por Contratos com Antecedência valorada pelo menor valor entre (i) o preço atualizado final do contrato de venda e (ii) o preço relacionado aos contratos com antecedência, conforme seguinte equação:

$$RV\_RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_AF_{p,t,l,m} * \min(PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}; PCR\_SALDO\_A_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RV\_RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recomposto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_AF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recomposto por Contratos **com** Antecedência Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado do Contrato de Venda Original Final da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PCR\_SALDO\_A_{p,t,l,m}$  é a Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

87.3. A Receita de Venda relacionada à Recomposição por Contratos, considerando os casos de operação em teste, será determinada pela quantidade recomposta considerando os casos nesta situação valorada pelo menor valor entre (i) o preço atualizado final do contrato de venda e (ii) preço relacionado aos contratos sem antecedência, conforme seguinte equação:

$$RV\_RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_OPTF_{p,t,l,m} * \min(PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}; PCR\_SALDO\_S_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RV\_RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_OPTF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto considerando o Atraso em Operação de Teste Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado do Contrato de Venda Original Final da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PCR\_SALDO\_S_{p,t,l,m}$  é o Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **sem** Antecedência, da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

87.4. A Receita de Venda relacionada à Recomposição por Contratos sem Antecedência será determinada pela quantidade recomposta considerando contratos sem antecedência valorada pelo menor valor entre (i) o preço atualizado final do contrato de venda, (ii) o PLD médio de recomposição e (iii) o preço relacionado aos contratos sem antecedência, conforme seguinte equação:

$$RV\_RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_SF_{p,t,l,m} * \min(PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}; PLD\_MED\_RECOMP_{s,m}; PCR\_SALDO\_S_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RV\_RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recompuesto por Contratos **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_SF_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos **sem** Antecedência Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado do Contrato de Venda Original Final da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PLD\_MED\_RECOMP_{s,m}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio de Recomposição de Lastro, determinado por submercado “s”, no mês de apuração “m”

$PCR\_SALDO\_S_{p,t,l,m}$  é o Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados **sem** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

“s” é o submercado no qual a parcela de usina “p” está localizada

87.5. A Receita de Venda relacionada à Recomposição por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade será determinada pela quantidade recomposta nesta

situação valorada pelo menor valor entre (i) o preço atualizado do contrato de venda e (ii) o preço relacionado aos contratos, conforme seguinte equação:

$$RV\_RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m} = RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m} * \min(PA\_CVO_{p,t,l,m}; PCR\_SALDO_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RV\_RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recompuesto por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m}$  é o Montante Recompuesto por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_CVO_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado no Contrato de Venda Original da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PCR\_SALDO_{p,t,l,m}$  é o Preço Ponderado do Recurso Utilizado Proveniente de Contratos de Recomposição Registrados da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

87.6. A Receita de Venda relacionada ao Montante não Recompuesto será valorada pelo menor valor entre (i) o preço atualizado final do contrato de venda e (ii) o PLD médio, conforme seguinte equação:

$$RV\_MNR_{p,t,l,m} = MNR\_PROD_{p,t,l,m} * \min\left(PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}; \frac{\sum_{j \in m} PLD_{s,j}}{M\_SPD_m}\right)$$

Onde:

$RV\_MNR_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao Atraso não Recompuesto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MNR\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Montante não Recompuesto do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_CVO\_F_{p,t,l,m}$  é o Preço Atualizado do Contrato de Venda Original Final da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

“s” é o submercado no qual a parcela de usina “p” está localizada

88. A Receita Fixa Preliminar Relacionada ao Atraso será determinada pela soma das Receitas de venda em atraso, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} RFIX\_ATS\_PRE_{p,t,l,m} &= RV\_RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m} + RV\_RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m} \\ &+ RV\_RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m} + RV\_RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m} \\ &+ RV\_RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m} + RV\_MNR_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

Onde:

$RFIX\_ATS\_PRE_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Preliminar em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_RECOMP\_GFIS_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recompuesto por Garantia Física da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_RECOMP\_CONT\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recompuesto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_RECOMP\_CONT\_S_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recompuesto por Contratos **com** Antecedência da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_RECOMP\_CONT\_OPT_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente considerando o Atraso em Operação de Teste da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_RECOMP\_CONT\_MERP_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao atraso Recompuesto por Contratos considerando o Montante Excludente de Responsabilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_MNR_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda referente ao Atraso não Recompuesto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

89. A Receita Fixa em função do Atraso de cada contrato é a Receita Fixa em função do Atraso Ajustada, ponderada pelo do Fator de Rateio específico para atraso, conforme seguinte equação:

$$RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m} = RFIX\_ATS\_PRE_{p,t,l,m} * F\_RFIX\_ATS\_AJU_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_ATS\_PRE_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Preliminar em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RFIX\_ATS\_AJU_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso Ajustada da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

- 89.1. O Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso Ajustada, ponderada pelo Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso do contrato com relação ao produto, conforme seguinte equação:

$$F\_RFIX\_ATS\_AJU_{p,t,l,e,m} = \frac{F\_RFIX\_ATS\_PRE_{p,t,l,e,m}}{\sum_{e \in EPTL} F\_RFIX\_ATS\_PRE_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$F\_RFX\_ATS\_AJU_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso Ajustada da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F\_RFX\_ATS\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso Preliminar da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

“EPTLQ” é o conjunto de contratos CCEAR “e”, vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

89.1.1. O Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso, considera as reduções contratuais de modo ratear a receita de atraso na proporção que cada contrato contribui ao atraso, conforme seguinte equação:

$$F\_RFX\_ATS\_PRE_{p,t,l,e,m} = \frac{F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}{F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$F\_RFX\_ATS\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de rateio da Receita Fixa relacionada ao Atraso Preliminar da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Atraso Ajustado por Redução Bilateral comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

### 3.1.3. Dados de Entrada do cálculo da receita de usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo de Garantia Física</b>	
<b>ADDC_SALDO_GFIS<sub>p</sub></b> *,m,mr	<p>Descrição: Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo de Garantia Física da parcela de usina “p*”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”</p> <p>Unidade: MWh</p> <p>Fornecedor: CCEE</p> <p>Valores Possíveis: Positivos ou Negativos</p>

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo do Agente referente aos Contratos</b>	
<b>ADDC_SALDO<sub>α,e,m,mr</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo do agente “α”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Negativos</p>
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Preço de Contrato</b>	
<b>ADDC_PCR<sub>α,e,m,mr</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Preço do Contrato do agente “α”, referente ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”</p> <p><b>Unidade</b> R\$/MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Negativos</p>
<b>Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial</b>	
<b>AJU_PARC_DOMP<sub>p,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> n.a.</p> <p><b>Fornecedor</b> Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Negativos</p>
<b>Capacidade Instalada</b>	
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MW</p>

	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total associada à Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Modulada Preliminar do Contrato</b>		
<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Determinação da Modulação Final dos contratos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Modulada Preliminar do Contrato</b>		
<b>CQ_PRE<sub>e,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (ANEXO I – Arredondamento da quantidade modulada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável Unitário Atualizado</b>		
<b>CVU_A_D<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º LEN ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas (no 2º ou no 3º LEN / nos LENs a partir de 2007 ou nos LEEs))

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Ponderado</b>		
<b>CVU_P<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Custo Variável Unitário Ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º LEN ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas (no 2º ou no 3º LEN / nos LENs a partir de 2007 ou nos LEEs)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Disponibilidade Mensal de Entrega de Energia</b>		
<b>DISP_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Mensal de Entrega de Energia definida no CCEAR da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Disponibilidade Máxima Contratual</b>		
<b>DISP_MAX_AU<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”,
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas à Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Despacho por Ordem de Mérito por Preço</b>		
<b>DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia despachado pelo ONS para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, segundo a lógica econômica de mérito por preço, utilizado para cálculo do ressarcimento

		devido pela geração realizada abaixo do despacho centralizado do ONS
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste do Comprometimento da parcela de usina com o ambiente regulado e energia de reserva</b>		
<b>F_AJU_C<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste do Comprometimento da parcela de usina “p”, com o ambiente regulado e energia de reserva no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (Modulação de CCEAR)
	Valores Possíveis	Entre 1 e 0
<b>Fator de Capacidade</b>		
<b>FCmax<sub>p,f</sub></b>	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina “p” e ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Potência Descasada</b>		
<b>F_PDESC<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Potência Descasada da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda (Anexo III - Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)
	Valores Possíveis	Positivos e zero
<b>Fator de Abatimento das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.

	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas Instantâneas das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos e zero
<b>Fator de Potência em Atraso</b>		
<b>F_PATS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Potência em Atraso da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda (Anexo III - Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)
	Valores Possíveis	Positivos e zero
<b>Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos,</b>		
<b>F_RBCONT<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato "e", no mês de apuração "m".
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de comprometimento da potência da usina</b>		
<b>F_POT_E<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de comprometimento da potência da parcela de usina "p", ao contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Contratos (Modulação de CCEAR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR

	(Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs )
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST</b>	
<b>F_PEN_TUSD<sub>p,m</sub></b>	Descrição Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Desconto Aplicável à TUSD/TUST da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade n.a.
	Fornecedor Medição Contábil (ANEXO VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada)
	Valores Possíveis 0 ou 1
<b>Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade</b>	
<b>GF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade MW médio
	Fornecedor Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Apurada</b>	
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade MWh
	Fornecedor Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)
	Valores Possíveis Positivos ou Zero

<b>Garantia Física para Fins de Desconto TUSD/TUST</b>		
<b>GFIS_DT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Garantia Física para cálculo dos descontos na TUSD/TUST, da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia incentivada do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física de Motorização</b>		
<b>GFIS_MOT<sub>p,n</sub></b>	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível</b>		
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Índice de Custo Benefício atualizado</b>		
<b>ICB_A<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Cálculo do Índice de Custo Benefício)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Índice de Custo Benefício atualizado</b>		
<b>ID_REF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Índice de Referência de Disponibilidade por parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO I - Cálculo do Fator de Disponibilidade Preliminar mensal)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade</b>		
<b>INFLEX<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no ano de apuração "f"
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Contratual Modulada</b>		
<b>INFLEX_P<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar</b>		
<b>OBE_PROD_DPF_PR</b> E <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Desconsiderando Indisponibilidade Programada e Forçada Preliminar da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (C�culo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade</b>		
<b>PCG_PROD</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no m�s de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para C�culo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva</b>		
<b>PCGF_PROD</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no m�s de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PCR</b> <sub>e,j</sub>	<b>Preço do Contrato de Recomposição</b>	

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Preço do Contrato de Recomposição adquirido no ambiente livre para lastrear a recomposição de lastro devido ao atraso da entrada em operação comercial, das unidades geradoras comprometidas com CCEAR por Disponibilidade do contrato “e”, no período de comercialização “j”.</p> <p>R\$/MWh</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
PLD <sub>s,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”</p> <p>R\$/MWh</p> <p>ANEXO - Formação do Preço das Liquidações das Diferenças</p> <p>Positivos</p>
	<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>	
PLD_MIN <sub>f</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Valor mínimo que o PLD pode assumir para um determinado ano de apuração “f”. Este valor é calculado anualmente pela ANEEL considerando o maior valor entre a TEOItaipu e a TEO das demais usinas hidrelétricas do SIN</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Aneel</p> <p>Positivos</p>
	<b>Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Estrutural</b>	
PLD_MAX_EST <sub>f</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Limite máximo Estrutural do PLD no dia. Esse valor, estipulado pela Aneel, é atualizado anualmente pelo IPCA e válido para todo o ano de apuração “f”</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Aneel</p> <p>Positivos</p>
	<b>Preço Médio Mensal de Liquidação das Diferenças</b>	
PLD_MED <sub>m</sub>	<p>Descrição</p>	<p>Média mensal dos PLDs apurados ao longo do mês de apuração “m”, considerando todos os</p>

	submercados, para fins de cálculo de ressarcimentos devidos em função dos contratos por disponibilidade
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (ANEXO – Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Venda do CCEAR</b>	
Descrição	Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>	
Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>	
Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
Unidade	MW médio
Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante Declarado a ser Recomposto por Contratos</b>		
<b>RECOMP_CONT_DE</b> $C_{p,t,l,m}$	Descrição	Montante Declarado a ser Recomposto por Contratos da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física</b>		
<b>RECOMP_GFIS_DEC</b> $p,t,l,m$	Descrição	Montante Declarado a ser Recomposto por Garantia Física da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Recurso de Energia Incentivada</b>		
<b>RECURSO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Recurso de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação do Percentual de Complementação de Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Requisito de Energia Incentivada</b>		
<b>REQUISITO_EI<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Energia Incentivada do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação do Percentual de Complementação de Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Atualizada e Ponderada da Usina associado ao contrato com a Distribuidora</b>		
<b>RFIX_AP_D</b> $p,t,l,e,m$	Descrição	Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no mês de apuração "m"

Unidade	R\$
Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º LEN ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas (no 2º ou no 3º LEN / nos LENs a partir de 2007 ou nos LEEs))
Valores Possíveis	Positivos

#### Receita Fixa Mensal Atualizada

Descrição	Receita Fixa Mensal Atualizada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas)
Valores Possíveis	Positivos

**RFIX\_CCEAR\_MA<sub>p,t,l,m</sub>**

#### Receita Fixa Total da usina

Descrição	Receita Fixa Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º LEN ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas (no 2º ou no 3º LEN / nos LENs a partir de 2007 ou nos LEEs))
Valores Possíveis	Positivos

**RFIX\_TOT<sub>p,t,l,m</sub>**

#### Receita Fixa Mensal Atualizada

Descrição	Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da

**RFIX\_U<sub>p,t,l,m</sub>**

		Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007 ou dos Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Saldo de Energia Incentivada Utilizado</b>		
<b>SALDO_UTIL<sub>a,m,mr</sub></b>	Descrição	Total dos Saldos de Energia Incentivada Utilizados nos Meses Anteriores ao de Apuração, do perfil de agente "a", do mês de apuração "m", relativo ao mês de referência de formação de saldo "mr"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST (Determinação do Percentual de Complementação de Geração)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Variação Percentual do IPCA</b>		
<b>VP_IPCA<sub>l,m</sub></b>	Descrição	Variação percentual do IPCA para o leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Anexo I – Cálculo da Variação do índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA)
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.4. Dados de Saída do cálculo da receita de usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial

<b>Fator de Atraso Ajustado por Redução Bilateral comprometido com o Produto</b>		
<b>F_ATS_ARB<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Atraso Ajustado por Redução Bilateral comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Atraso comprometido com o Produto</b>		
<b>F_ATS_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Descasamento do Produto</b>		
<b>F_DESC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Fator de Descasamento do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial referente ao MCP Preliminar</b>		
<b>PSC_SOP_MCP_P<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial referente ao MCP Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável Preliminar</b>		
<b>PSC_SOP_PV_P<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Parcela Suportada pelo Comprador Simulando a Operação Comercial para a Parcela Variável

		Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física

<b>REC_SALDO_GFIS_U</b> <small>p,m,mr</small>	Descrição	Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto

<b>REC_SALDO_RDESC<sub>a</sub></b> <small>,m,mr</small>	Descrição	Recurso proveniente de Saldo a ser Retirado para fins de Desconto do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Receita Fixa reduzida em função do Atraso

<b>RFIX_ATS<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa reduzida em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

#### Receita Fixa alterada em função do Descasamento

<b>RFIX_DESC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa alterada em função do Descasamento da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.2. Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda

**Objetivo:**

Determinar a parcela variável e a receita de venda das usinas comprometidas com CCEARs na modalidade disponibilidade.

### Contexto:

A receita de venda será composta pelas parcelas fixa e variável, e o seu pagamento será realizado de acordo com a data de realização do leilão assim como de acordo com o tipo de energia negociado no leilão (Leilão de Energia Nova, Leilão de Energia Existente, Leilão de Fontes Alternativas ou Leilões de Projetos Estruturantes). A parcela fixa corresponde à remuneração do empreendimento pelos custos incorridos para manter a usina disponível para atendimento ao contrato, enquanto que, a parcela variável refere-se aos custos relacionados à energia efetivamente produzida pela usina ou quantidade entregue.

A Figura 11 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

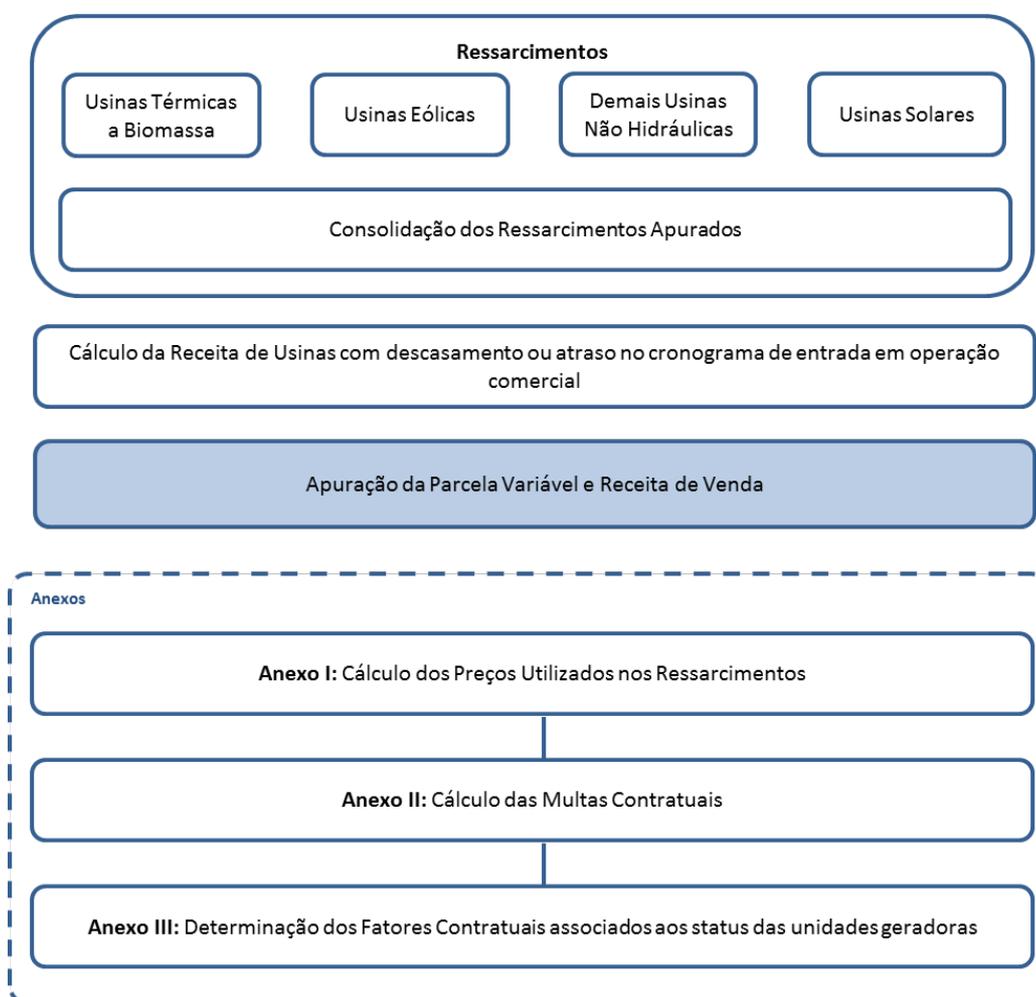


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

### 3.2.1. Detalhamento da apuração da parcela variável dos empreendimentos

Como mencionado anteriormente, a receita de venda dos empreendimentos comprometidos com os CCEARs por Disponibilidade será obtida a partir das parcelas fixa e variável.

A parcela fixa foi determinada em função do leilão em que o empreendimento está comprometido e seu cálculo foi apresentado nas etapas anteriores. A parcela variável, quando aplicável, será determinada nesta etapa, e será obtida, para os CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente, em função da disponibilidade máxima contratual e pelo despacho por ordem de mérito, e para os demais leilões, em função da geração da usina, seja pelo despacho por ordem de mérito, restrição de operação ou segurança energética, respeitando a particularidade de cada leilão, que superar a inflexibilidade, precificadas ao CVU atualizado da usina.

Conforme definido no CCEARs, a receita de venda será dividida em parcelas, de acordo com a característica do leilão e sua data de realização. Tendo em vista, que o vencimento estabelecido para a primeira parcela da receita de venda ocorre antes da conclusão da contabilização do mercado de curto prazo, a apuração da parcela variável foi dividida em parcela variável preliminar e parcela variável final.

### **Parcela variável das usinas comprometidas com CCEARs provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2016 em diante**

Para as usinas comprometidas com os CCEARs provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2016 em diante, o cálculo da parcela variável, é realizado a partir da disponibilidade contratual e o despacho por ordem de mérito da usina, além da consideração das indisponibilidades forçadas ou programas de forma preliminar. A receita proveniente de encargos é obtida através do processo de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, uma vez que esta receita não é repassada para as distribuidoras.

90. A Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar é determinada para fins de apuração da receita de venda preliminar, calculada aplicando-se o comprometimento com o leilão e o fator de capacidade máxima da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} = CAP\_COMP_p * FC_{max,p,f} * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$CAP\_COMP_p$  é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FC_{max,p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o percentual da garantia física, constante na habilitação técnica da usina “p”, que foi comprometida no produto “t” do leilão “l”

91. O fator de indicação de indisponibilidade programada da usina será obtido a partir da relação entre a indisponibilidade programada informada pelo agente e a capacidade instalada das unidades geradoras da usina em operação comercial, conforme a seguinte equação:

$$F\_IND\_P_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} IND\_P\_AG_{i,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

$F\_IND\_P_{p,j}$  é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

IND\_P\_AG<sub>p,j</sub> é a Indisponibilidade Programada informada pelo Agente associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

92. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS, no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j} = \min \left( 1; \frac{DOMP\_ONS\_PRE_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

AJU\_PARC\_DOMP\_PRE<sub>p,j</sub> é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

DOMP\_ONS\_PRE<sub>p,j</sub> é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS Preliminar por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

### Importante:

O acrônimo DOMP\_ONS\_PRE será o maior valor entre o programado e o realizado.

93. A Inflexibilidade Modulada para utilização da parcela preliminar será realizada de forma flat, ponderado o fator de operação comercial e o cronograma de indisponibilidade programada, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j} = \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{M\_SPD_m} * F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j} * F\_IND\_P_{p,j}$$

Onde:

INFLEX\_MOD\_PRE<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

INFLEX\_M\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é a Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

$F\_IND\_P_{p,j}$  é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

94. Por sua vez, a Disponibilidade Máxima também será ponderada pelo fator de operação comercial e o cronograma de indisponibilidade programada, além do fator de despacho de parcial no período de comercialização, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} DISP\_MAX\_AJU\_PRE_{p,t,l,j} \\ = DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} * AJU\_PARC\_DOMP_{p,j} * F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j} \\ * F\_IND\_P_{p,j} \end{aligned}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_AJU\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_AJU\_PRE_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço Ajustado Preliminar de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$AJU\_PARC\_DOMP_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_IND\_P_{p,j}$  é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

95. A Disponibilidade Ajustada é totalizada mensalmente de forma a verificar posteriormente a indisponibilidade forçada, conforme seguintes expressões:

$$DISP\_MAX\_TOT_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} DISP\_MAX\_AJU\_PRE_{p,t,l,j}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_TOT_{p,t,l,m}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Total Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_AJU\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

96. A energia passível de isenção no período de comercialização, apurada de forma preliminar, devido a indisponibilidade forçada é determinada pela insuficiente de geração da usina, desde que não ocasionada por geração frustrada por Constrained-Off, conforme seguinte equação:

$$ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,j} = \max(DVPF_{P_{p,j}} - M\_CONST\_OFF\_PRE_{p,j}; 0) * (1 - PPI_p) * XP\_GLF\_E_m$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$DVPF_{P_{p,j}}$  é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Forçada da Unidade Geradora Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_CONST\_OFF\_PRE_{p,j}$  é o Montante de geração frustrada por Constrained-Off Preliminar determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$XP\_GLF\_E_m$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração Estimado, no mês de apuração “m”

$PPI_p$  é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

97. A energia passível de isenção no mês, também apurada de forma preliminar, representa o valor total da energia passível de isenção nos períodos de comercialização do mês, conforme seguinte equação:

$$ENER\_PASS\_IF\_PRE\_M_{p,m} = \sum_{j \in m} ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,j}$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF\_PRE\_M_{p,m}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

98. O Fator de Isenção de Indisponibilidade Forçada apurado de forma preliminar é determinado para verificar se o banco de horas no fim do mês anterior é suficiente para atender a indisponibilidade, conforme seguinte equação:

$$F\_COMP\_IF_{p,m} = \min \left( \frac{\max(BANCO\_TEIF_{p,jr} - ENER\_PASS\_IF_{p,jr}; 0)}{ENER\_PASS\_IF\_PRE\_M_{p,m}}; 1 \right)$$

Onde:

$F\_COMP\_IF_{p,m}$  é a Fator de Compensação de Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,m}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$BANCO\_TEIF_{p,j}$  é o Banco de Horas em Energia da Taxa de Indisponibilidade Forçada da usina “p”, no período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Indisponibilidade Forçada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“jr” último período de comercialização do mês anterior

**Importante:**

No primeiro mês de suprimento será considerando o Fator de Compensação de Indisponibilidade Forçada  $F\_COMP\_IF_{p,t,l,m}$  assumirá o valor de 1.

99. Para verificar a redução da receita variável preliminar, devido à isenção de obrigação de entrega por indisponibilidade forçada que pode ocorrer no MCP, é apurada a energia passível de isenção, considerando o percentual de comprometimento e a quantidade de energia disponível do banco, com relação ao total de entrega no mês, conforme seguinte equação:

$$F\_RRV\_IF_{p,t,l,m} = \min \left( \frac{ENER\_PASS\_IF\_PRE\_M_{p,m} * PC\_LEILAO_{p,t,l} * F\_COMP\_IF_{p,m}}{DISP\_MAX\_TOT_{p,t,l,m}}; 1 \right)$$

Onde:

$F\_RRV\_IF_{p,t,l,m}$  é a Fator de Redução da Receita Variável referente à Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ENER\_PASS\_IF\_PRE\_M_{p,m}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Preliminar Mensal da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o Percentual da garantia física da usina “p”, comprometida com os contratos vigentes no produto “t” do leilão “l”

$DISP\_MAX\_TOT_{p,t,l,m}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Total Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_COMP\_IF_{p,m}$  é a Fator de Compensação de Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

100. A energia passível de isenção da indisponibilidade forçada no período de comercialização é ajustada pelo fator de redução da receita variável do mês, devido a utilização do banco de de indisponibilidade forçada, conforme seguinte equação:

$$ENER\_PASS\_IF\_AJU_{p,j} = ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,j} * F\_RRV\_IF_{p,t,l,m}$$

Onde:

$ENER\_PASS\_IF\_AJU_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF\_PRE_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_RRV\_IF_{p,t,l,m}$  é a Fator de Redução da Receita Variável referente à Indisponibilidade Forçada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

101. A parcela variável prevista no contrato é obtida através da diferença entre a disponibilidade máxima contratual preliminar e a inflexibilidade modulada preliminar, descontando a indisponibilidade forçada isenta e valorada pelo CVU atualizado nos períodos de comercialização em que a usina foi despachada por ordem de mérito, de acordo com seguinte equação:

$$PVPC_{p,t,l,e,m} = \left( \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \left( \max(DISP\_MAX\_AJU\_PRE_{p,t,l,j} - INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j} - ENER\_PASS\_IF\_AJU_{p,j}; 0) * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \right) \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVPC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Prevista no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_AJU\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ENER\_PASS\_IF\_AJU_{p,j}$  é a Energia Passível de Isenção de Parada Forçada Ajustada da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

“M\_SPD\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

### **Parcela variável das usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante**

102. Para as usinas comprometidas com os CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante, o cálculo da parcela variável, é realizado a partir da disponibilidade contratual e o despacho por ordem de mérito da usina. A receita proveniente de encargos e/ou despacho por ordem do mérito é obtida através do processo de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, uma vez que esta receita não é repassada para as distribuidoras.

Para tais usinas a parcela variável prevista no contrato é obtida através da diferença entre a disponibilidade máxima contratual e a inflexibilidade sazonalizada comprometida com o Produto, ponderado pelo fator em operação comercial ajustado por Reduções Contratuais e valorada pelo CVU atualizado nos períodos de comercialização em que a usina foi despachada por ordem de mérito, de acordo com os seguintes comandos:

102.1. Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2011 a novembro de 2013 ou Leilões de Energia Existente realizados de 2011 em diante:

$$PVPC_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \left( \max(DISP\_MAX_{p,t,l,f} * AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j} - INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}; 0) * F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PVPC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Prevista no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Preliminar Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

“M\\_SPD\\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

102.2. Para a usina comprometida com Leilões de Energia Nova realizados de dezembro de 2013 até 2015, a inflexibilidade programada declarada pelo agente será abatida da parcela variável prevista no contrato, conforme a seguinte equação:

$$PVPC_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \left( \max \left( 0; (DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} * AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j} - INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}) \right) * (1 - F\_IND\_P_{p,j}) * F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PVPC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Prevista no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

INFLEX\_MOD\_PRE<sub>p,t,l,j</sub> é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

F\_IND\_P<sub>p,j</sub> é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB<sub>e,j</sub> é o Fator de Energia Comercial Preliminar Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

F\_RC<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_A\_D<sub>p,t,l,e,j</sub> é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

“M\_SPD\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

- 102.2.1. O fator de indicação de indisponibilidade programada da usina será obtido a partir da relação entre a indisponibilidade programada informada pelo agente e a capacidade instalada das unidades geradoras da usina em operação comercial, conforme a seguinte equação:

*Para os 3 primeiros anos do suprimento:*

$$F\_IND\_P_{p,j} = \max \left( 0; 1 - \frac{\sum_{i \in PMAQ} DVPP\_P_{i,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

*Para os demais anos:*

$$F\_IND\_P_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} IND\_P\_AG_{i,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

F\_IND\_P<sub>p,j</sub> é o Fator de Indicação de Indisponibilidade Programada para cada parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

CAP<sub>i,j</sub> é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

DVPP\_P<sub>i,j</sub> é a Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Programada Preliminar da Unidade Geradora associada ao ponto de medição “i” da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

IND\_P\_AG<sub>p,j</sub> é a Indisponibilidade Programada informada pelo Agente associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

- 102.2.2. A Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar é determinada para fins de apuração da receita de venda preliminar, calculada aplicando-se as taxas de indisponibilidade forçada e fator de capacidade máxima da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} = CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * PC\_LEILAO_{p,t,l}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$CAP\_COMP_p$  é a Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o percentual da garantia física, constante na habilitação técnica da usina “p”, que foi comprometida no produto “t” do leilão “l”

- 102.3. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS, no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j} = \min \left( 1; \frac{DOMP\_ONS\_PRE_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS\_PRE_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS Preliminar por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

#### **Importante:**

O acrônimo  $DOMP\_ONS\_PRE$  será o maior valor entre o programado e o realizado.

- 102.4. O A Inflexibilidade Modulada para utilização da parcela preliminar será realizada de forma flat e poderá ser ponderada caso ocorre o despacho no mérito e fora de mérito no mesmo período de comercialização, conforme seguinte equação:

$$INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j} = \frac{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$INFLEX\_MOD\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Modulada Preliminar de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

102.4.1. A Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o produto é determinada pela ponderação da inflexibilidade anual pela inflexibilidade declarada da usina, elaborada em conjunto com ONS, descontando os valores dos meses anteriores, ou ainda a inflexibilidade informada pela EPE ponderada no produto, de acordo com a seguinte equação:

*Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Existente realizados de 2018 em diante:*

$$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m} = INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}$$

*Para usinas comprometidas com os demais leilões:*

$$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m} = \left( INFLEX\_AJU_{p,t,l,m} - \sum_{mf} INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m} \right) * \frac{INFLEX\_M_{p,m}}{\sum_{m \in mf} INFLEX\_M_{p,m}}$$

Onde:

$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}$  é Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_A_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_M_{p,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“mf” é conjunto dos meses entre o mês de apuração até o final do ano

#### **Importante:**

Deverão ser considerados os dados disponíveis de Inflexibilidade Sazonalizada ( $INFLEX\_M$ ) apenas a partir do início de suprimento.

102.4.1.1. A Inflexibilidade Ajustada é determinada para verificar o ajuste no valor da inflexibilidade ao decorrer do ano, devido a reduções contratuais, de acordo com a seguinte equação:

$$INFLEX\_AJU_{p,t,l,m} = \sum_{m \in f} \left( \frac{INFLEX\_A\_M_{p,t,l,m}}{\sum_{m \in f} M\_HORAS_m} * M\_HORAS_m \right)$$

Onde:

$INFLEX\_AJU_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual Ajustada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$INFLEX\_A\_M_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual Ajustada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“mf” é conjuntos dos meses do mês de apuração até o final do ano

### Importante:

Para os demais meses do ano, posteriores ao mês “m”, os valores a serem considerados de  $INFLEX\_A\_M_{p,t,l,m}$  são iguais ao valor do mês “m”.

102.4.1.1.1. A Inflexibilidade Anual referenciada do mês é determinada pelo valor da inflexibilidade no ano, válido no mês de apuração, de acordo com a seguinte equação:

$$INFLEX\_A\_M_{p,t,l,m} = INFLEX\_A_{p,t,l,f}$$

Onde:

$INFLEX\_A\_M_{p,t,l,m}$  é a Inflexibilidade Anual Ajustada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_A_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

102.4.2. O Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais, representa o fator de operação comercial, ajustado para o contrato em que houve redução permanente:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, conforme regulamentação específica de acordo com as Resoluções Normativas nº 693/2015 e nº 711/2016:*

$$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} = \min \left( 1; (F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j} + F\_RBCONT_{e,m}) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} = F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Preliminar Ajustado por Reduções Bilaterais ou centralizadas do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, do contrato com a distribuidora “e” registrados no mês “m”.

**Parcela variável das usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente realizados antes de 2011**

Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente com realizados antes de 2011, o cálculo da parcela variável, é realizado a partir da disponibilidade contratual e o despacho por ordem de mérito da usina. A receita proveniente de encargos e/ou despacho por ordem do mérito é obtida através do processo de contabilização e liquidação do mercado de curto prazo, uma vez que esta receita não é repassada para as distribuidoras.

103. Para tais usinas, a parcela variável é obtida através da diferença entre a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar, considerando a operação comercial do empreendimento, e a Geração Inflexível Ajustada, valorada pelo CVU atualizado nos períodos de comercialização em que a usina foi despachada por ordem de mérito, de acordo com a seguinte equação:

$$PVPC_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \left( \max \left( 0; \left( DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} * F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} * AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j} - GINFC\_A_{p,t,l,j} \right) * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m} \right)$$

Onde:

$PVPC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Prevista no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Preliminar Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GINFC\_A_{p,j}$  é a Geração Inflexível Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

“M\\_SPD\\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

- 103.1. O Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais, representa o fator de operação comercial, ajustado para o contrato em que houve redução permanente:

*Para as usinas que reduziram permanentemente suas quantidades contratuais, conforme [regulamentação específica de acordo com as Resoluções Normativas nº 693/2015 e nº 711/2016](#):*

$$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} = \min\left(1; (F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j} + F\_RBCONT_{e,m})\right)$$

Para as demais usinas:

$$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j} = F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_PRE\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado Preliminar por Reduções Bilaterais ou Centralizadas do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, do contrato com a distribuidora “e” registrados no mês “m”

- 103.2. O ajuste das usinas parcialmente despachadas pelo ONS, no mesmo período de comercialização é dada pela relação do despacho com relação a potência total da usina. Caso ocorra despacho parcial, esse valor será menor que 1, reduzindo a entrega do contrato devido ao comando do ONS, conforme seguinte equação:

$$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j} = \min\left(1; \frac{DOMP\_ONS\_PRE_{p,j}}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}\right)$$

Onde:

$AJU\_PARC\_DOMP\_PRE_{p,j}$  é o Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$DOMP\_ONS\_PRE_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS Preliminar por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

### Importante:

O acrônimo DOMP\_ONS\_PRE será o maior valor entre o programado e o realizado.

- 103.3. A Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar é determinada para fins de apuração da receita de venda preliminar, calculada aplicando-se as taxas de indisponibilidade e fator de capacidade máxima da usina, de acordo com a seguinte equação:

$$\begin{aligned} DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f} &= CAP\_COMP_p * FCmax_{p,f} * (1 - REF\_TEIF_{p,m}) * (1 - REF\_TEIP_{p,m}) \\ &* PC\_LEILAO_{p,t,l} \end{aligned}$$

Onde:

$DISP\_MAX\_PRE_{p,t,l,f}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$CAP\_COMP_p$  é a capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade

$FCmax_{p,f}$  é o Fator de Capacidade da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$REF\_TEIF_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Forçadas por parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$REF\_TEIP_{p,m}$  é a Taxa de Referência de Interrupções Programadas por parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$PC\_LEILAO_{p,t,l}$  é o percentual da garantia física, constante na habilitação técnica da usina “p”, que foi comprometida no produto “t” do leilão “l”

- 103.4. A Geração inflexível ajustada da usina será ajustada em função das perdas internas e, de sua participação no rateio de perdas da rede básica, de acordo com as seguintes equações:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$GINFC\_A_{p,t,l,j} = GINFC\_P_{p,j} * (1 - PPI_p) * XP\_GLF\_E_m * PCG\_PROD_{p,t,l,m-1}$$

*Caso contrário:*

$$GINFC\_A_{p,t,l,j} = GINFC\_P_{p,j} * (1 - PPI_p) * PCG\_PROD_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$GINFC\_A_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$GINFC\_P_{p,j}$  Geração Inflexível Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$XP\_GLF\_E_m$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração Estimado, no mês de apuração “m”

$PPI_p$  é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### **Geração variável estimada das usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova**

104. No cálculo da parcela variável preliminar, para as usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de os Leilões de Energia Nova, são utilizados valores sujeitos à alteração nesta parcela. Posteriormente, para fins de pagamento final, os valores são ajustados de acordo com a contabilização.
105. Para as usinas que participam do rateio das perdas da rede básica, no momento do cálculo da parcela variável preliminar, é determinado o fator de perdas da geração estimado. Este fator

é determinado com base nos dados do mês anterior ponderado pela geração em cada período de comercialização.

- 105.1. O fator de perdas da geração estimado é obtido através da multiplicação do fator de perdas da geração pela geração total considerando cada período de comercialização do mês anterior, em seguida os resultados são somados e divididos pela soma da geração total de todos os períodos de comercialização do mês anterior de acordo com a seguinte equação:

$$XP\_GLF\_E_m = \frac{\sum_{j \in m-1} (XP\_GLF_j * TOT\_GP_j)}{\sum_{j \in m-1} TOT\_GP_j}$$

Onde:

$XP\_GLF\_E_m$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração Estimado, no mês de apuração "m"

$TOT\_GP_j$  é a Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização "j"

$XP\_GLF_j$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração, por período de comercialização "j"

**Importante:**

Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente também será efetuado o cálculo das perdas estimadas.

106. A geração estimada ajustada da usina é obtida descontada a geração que não faz jus de recebimento de parcela variável e as perdas internas e perdas da rede básica, caso a usina participe do rateio das perdas, de acordo com as seguintes equações:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$GEST\_A_{p,t,l,j} = (GEST_{p,j} - GEST\_RESPOP_{p,j} - GEST\_GFOM_{p,j} - GEST\_SUB_{p,j}) * (1 - PPI_p) * XP\_GLF\_E_m * PCG\_PROD_{p,t,l,m-1}$$

*Caso contrário:*

$$GEST\_A_{p,t,l,j} = (GEST_{p,j} - GEST\_RESPOP_{p,j} - GEST\_GFOM_{p,j} - GEST\_SUB_{p,j}) * (1 - PPI_p) * PCG\_PROD_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$GEST\_A_{p,t,l,j}$  é a Geração Estimada Ajustada da parcela de usina "p", do produto "t", para o leilão "l", no período de comercialização "j"

$GEST_{p,j}$  é a Geração Estimada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GEST\_RESPOP_{p,j}$  é a Geração Estimada Referente a Reserva Operativa da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GEST\_GFOM_{p,j}$  é a Geração Estimada Referente a Geração Fora da Ordem Mérito da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$GEST\_SUB_{p,j}$  é a Geração Estimada Referente a Geração Substituta da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$XP\_GLF\_E_m$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração Estimado, no mês de apuração “m”

$PPI_p$  é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Caso não exista valor do Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade (PCG\_PROD) no mês anterior, esse assumirá o valor de “1”.

107. A Geração inflexível ajustada da usina será ajustada em função das perdas internas e de sua participação no rateio de perdas da rede básica, de acordo com as seguintes equações:

*Se a usina participa do rateio de perdas da Rede Básica, então:*

$$GINFC\_A_{p,t,l,j} = GINFC\_P_{p,j} * (1 - PPI_p) * XP\_GLF\_E_m * PCG\_PROD_{p,t,l,m-1}$$

*Caso contrário:*

$$GINFC\_A_{p,t,l,j} = GINFC\_P_{p,j} * (1 - PPI_p) * PCG\_PROD_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$GINFC\_A_{p,j}$  é a Geração Inflexível Ajustada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GINFC\_P_{p,j}$  Geração Inflexível Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$XP\_GLF\_E_m$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração Estimado, no mês de apuração “m”

$PPI_p$  é o Percentual de Perda Interna Total da parcela de usina “p”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Caso não exista valor do Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade (PCG\_PROD) no mês anterior, esse assumirá o valor de “1”.

108. A geração da parcela variável preliminar é obtida de acordo com os seguintes comandos:

- 108.1. A geração da parcela variável preliminar é obtida a partir da diferença positiva entre a geração estimada ajustada e geração inflexível ajustada, de acordo com a seguinte equação:

$$GPVP_{p,t,l,j} = \max(0; GEST\_A_{p,t,l,j} - GINFC\_A_{p,t,l,j})$$

Onde:

$GPVP_{p,t,l,j}$  Geração da Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no período de comercialização “j”

$GEST\_A_{p,t,l,j}$  é a Geração Estimada Ajustada da parcela de usina “p”, do produto “t”, para o leilão “l”, no período de comercialização “j”

$GINFC\_A_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, leilão “l” no período de comercialização “j”

- 108.2. Caso o despacho não esteja enquadrado em nenhuma das situações anteriores, a geração da parcela variável preliminar será igual a zero, de acordo com a seguinte equação:

$$GPVP_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$GPVP_{p,t,l,j}$  Geração da Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 108.3. O total da geração da parcela variável preliminar é obtido através da soma da geração da parcela variável preliminar de todos os períodos de comercialização do mês de apuração de acordo com a seguinte equação:

$$TOT\_GPVP_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} GPVP_{p,t,l,j}$$

Onde:

$TOT\_GPVP_{p,t,l,m}$  Total da Geração da Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GPVP_{p,t,l,j}$  Geração da Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no período de comercialização “j”

### Parcela variável preliminar

109. Após determinar o total de geração da parcela variável preliminar, é necessário calcular a parcela referente a cada contrato para cada parcela da usina com a precificação em função do CVU, para as usinas comprometidas com os contratos sem obrigação de entrega. Para as usinas não comprometidas com os referidos leilões a parcela variável preliminar é determinada de modo segregado.

- 109.1. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente, a parcela variável preliminar por contrato é a própria parcela variável prevista no contrato, de acordo com a seguinte equação:

$$PVP_{p,t,l,e,m} = PVPC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVPC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Prevista no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

- 109.2. Para usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova, a parcela variável preliminar por contrato é obtida através do produto do total da geração da parcela variável preliminar, do fator de rateio de contratos e do CVU atualizado, conforme a seguinte equação:

*Para as usinas que possuem desconto de cotas CCC/CDE da Receita Variável, conforme despacho da Aneel:*

$$PVP_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} \left( GPVP_{p,t,l,j} * (CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} - DIF\_CVU\_DC_{p,t,l,e,j}) \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

*Para as demais usinas:*

$$PVP_{p,t,l,e,m} = \left( \sum_{j \in m} (GPVP_{p,t,l,j} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}) \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DIF\_CVU\_DC_{p,t,l,e,j}$  é a Diferença do CVU da Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

- 109.3. A diferença do CVU Atualizado Preliminar com o CVU Atualizado será inicialmente abatida a parcela atrelada ao combustível e posteriormente refletirá nos demais custos pela diferença de CVU atrelado aos demais custos:

$$DIF\_CVU\_DC_{p,t,l,e,j} = \max \left( 0; \left( (CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,m} - CVU\_A\_D_{p,t,l,j}) - CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m} \right) \right)$$

Onde:

$DIF\_CVU\_DC_{p,t,l,e,j}$  é a Diferença do CVU da Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e}$ , é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D\_PRE_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de apuração “m”

### **Geração variável final das usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova**

110. Ao término da contabilização do Mercado de Curto Prazo, são utilizadas informações decorrentes deste processo para obtenção do valor final a ser recebido pela usina e para ajuste com relação ao valor recebido na parcela preliminar.
111. A parcela variável final será determinada em função da geração da parcela variável da usina, podendo ser por ordem de mérito, por restrição de operação ou por segurança energética.
112. A geração variável final por ordem de mérito e encargos por constrained-on, incluindo unit commitment, segurança energética é obtida através da diferença entre a geração e inflexibilidade destinadas ao produto, quando ocorrer o despacho por ordem de mérito, de acordo com as seguintes expressões:

$$GPVF\_PRE_{p,t,l,j} = \max(0; G\_PROD_{p,t,l,j} - G\_INFLEX_{p,t,l,j})$$

Onde:

$GPVF\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Geração da Parcela Variável Final Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

113. Para usinas classificadas por restrição de operação pelo ONS em condição de constrained-off:
- 113.1. Para usinas termelétricas à GNL com despacho antecipado a geração final será a própria quantidade de energia utilizada para determinação do encargo, ponderada pelo Percentual Preliminar de Comprometimento de Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade, limitada pelo repasse máximo de encargos ao produto, conforme expressão:

$$GPVF\_ENC_{p,t,l,j} = \min(QEA\_REST\_OP_{p,j} * PCG\_PROD_{p,t,l,m}; LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j})$$

Onde:

$GPVF\_ENC_{p,t,l,j}$  é a Geração da Parcela Variável Final por Encargos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento de Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$LIM\_ENC\_PROD_{p,t,l,j}$  é o Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 113.2. Para as demais usinas não há pagamento de receita variável referente a esse encargo, conforme a equação a seguir:

$$GPVF\_ENC_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$GPVF\_ENC_{p,t,l,j}$  é a Geração da Parcela Variável Final por Encargos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 113.3. Para usinas não passíveis de receber Encargos por Serviço do Sistema:

$$GPVF\_ENC_{p,t,l,j} = 0$$

Onde:

$GPVF\_ENC_{p,t,l,j}$  é a Geração da Parcela Variável Final por Encargos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 113.4. O total da geração da parcela variável final é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$GPVF_{p,t,l,j} = GPVF\_PRE_{p,t,l,j} + GPVF\_ENC_{p,t,l,j}$$

Onde:

$GPVF_{p,t,l,j}$  é o Geração da Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$GPVF\_PRE_{p,t,l,j}$  é a Geração da Parcela Variável Final Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$GPVF\_ENC_{p,t,l,j}$  é a Geração da Parcela Variável Final por Encargos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 113.5. O total da geração da parcela variável final é obtido através da soma da geração da parcela variável final de todos os períodos de comercialização do mês de apuração de acordo com a seguinte equação:

$$TOT\_GPVF_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m} GPVF_{p,t,l,j}$$

Onde:

$TOT\_GPVF_{p,t,l,m}$  é o Total da Geração da Parcela Variável Final da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$GPVF_{p,t,l,j}$  é o Geração da Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

### Parcela variável final

114. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente a parcela variável ajustada no contrato é obtida através da diferença entre a disponibilidade máxima contratual, e a inflexibilidade comprometida com o produto, valorada pelo CVU atualizado nos períodos de comercialização em que a usina foi despachada por ordem de mérito, de acordo com as seguintes expressões:

114.1. Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova/Existente realizados antes de 2011:

$$PVAC_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \left( \max \left( (DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}) - G\_INFLEX_{p,t,l,j}; 0 \right) * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVAC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Ajustada no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$G\_INFLEX_{p,t,l,j}$  é a Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“M\_SPD\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

#### Importante:

Devido à atualização dos dados de geração enviados pelo ONS ( $DOMP_{p,j}$ ), o conjunto de Número de períodos de comercialização Despachadas por Ordem de Mérito (M\_SPD\_DOMP) será recalculado na apuração da parcela final, de maneira a obter resultado mais preciso, que poderá ser divergente do calculado na parcela preliminar.

114.2. Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2011 até 2015 e Leilões de Energia Existente:

$$PVAC_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \left( \max(DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} - INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}; 0) * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j} \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVAC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Ajustada no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“M\_SPD\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

**Importante:**

Devido à atualização dos dados de geração enviados pelo ONS ( $DOMP_{p,j}$ ), o conjunto de Número de períodos de comercialização Despachadas por Ordem de Mérito (M\_SPD\_DOMP) será recalculado na apuração da parcela final, de maneira a obter resultado mais preciso, que poderá ser divergente do calculado na parcela preliminar.

- 114.3. Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Nova realizados de 2016 em diante, será considerada todas as disposições relativas a indisponibilidade programada e forçada, descontada a inflexibilidade verificando a indisponibilidade programada, conforme seguinte equação:

$$PVAC_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in M\_SPD\_DOMP} \max(0; (OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,j} - INFLEX\_MOD_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL_{p,j}) * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j} * F\_RC_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$PVAC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Ajustada no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD\_CPF_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia Considerando Indisponibilidade Forçada e Programada da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$INFLEX\_MOD_{p,t,l,j}$  é a Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“M\_SPD\_DOMP” é o conjunto de períodos de comercialização cuja a usina “p” está despachada por ordem de mérito no mês de apuração “m”

**Importante:**

Devido à atualização dos dados de geração enviados pelo ONS ( $DOMP_{p,j}$ ), o conjunto de Número de períodos de comercialização Despachadas por Ordem de Mérito (M\_SPD\_DOMP) será recalculado na apuração da parcela final, de maneira a obter resultado mais preciso, que poderá ser divergente do calculado na parcela preliminar.

115. Para usinas termelétricas à GNL com obrigação de entrega, afetadas por restrição de operação, em condição constrained-off, será determinada a Parcela Variável Ajustada no Contrato relacionada a Restrição de operação, conforme determinado conforme seguintes equações:

$$PVAC\_ESS_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} (\min(QEA\_REST\_OP_{p,j} * PCG\_PROD_{p,t,l,m}; DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j} * F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}) * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVAC\_ESS_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Ajustada no Contrato por Encargos de Serviços de Sistema da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QEA\_REST\_OP_{p,j}$  é a Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

$PCG\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual Preliminar de Comprometimento de Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade por parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$DISP\_MAX\_AJU_{p,t,l,j}$  é a Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_ARB_{e,j}$  é o Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}$  é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

116. Para as usinas comprometidas com CCEARs com obrigação de entrega provenientes de Leilões de Energia Nova/Existente, a parcela variável final por contrato é a própria parcela variável

prevista no contrato, considerando também as restrições para usinas a GNL, de acordo com a seguinte equação:

*Para usinas a GNL:*

$$PVF_{p,t,l,e,m} = PVAC_{p,t,l,e,m} + PVAC\_ESS_{p,t,l,e,m}$$

*Para as demais*

$$PVF_{p,t,l,e,m} = PVAC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVAC_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Ajustada no Contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”]

$PVAC\_ESS_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Ajustada no Contrato por Encargos de Serviços de Sistema da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

117. A parcela variável final por contrato, para as usinas comprometidas com CCEARs sem obrigação de entrega provenientes de os Leilões de Energia Nova, é obtida através do produto do total da geração da parcela variável final pelo fator de rateio de contratos e CVU atualizado, de acordo com a seguinte equação:

*Para as usinas que possuem desconto de cotas CCE/CDE da Receita Variável, conforme despacho da Aneel*

$$PVF_{p,t,l,e,m} = \sum_{j \in m} \left( GPVF_{p,t,l,j} * (CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m} - DIF\_CVU\_DC_{p,t,l,e,j}) \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

*Para as demais usinas*

$$PVF_{p,t,l,e,m} = \left( \sum_{j \in m} (GPVF_{p,t,l,j} * CVU\_A\_D_{p,t,l,e,j}) \right) * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PVF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$GPVF_{p,t,l,j}$  é o Geração da Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$DIF\_CVU\_DC_{p,t,l,e,j}$  é a Diferença do CVU da Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU\_DC\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

CVU\_A\_D<sub>p,t,l,e,j</sub> é o CVU Atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no período de comercialização “j”

**Importante:**

A atualização dos dados provenientes do ONS, que ocorre entre a apuração da parcela preliminar e final, é considerada no cálculo da Parcela Variável Final (PVF<sub>p,t,l,e,m</sub>).

118. A parcela variável final total é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$TOT\_PVF_{p,t,l,m} = \sum_{e \in EPTL} PVF_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

TOT\_PVF<sub>p,t,l,m</sub> é a Parcela Variável Final Total da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PVF<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

### 3.2.2. Detalhamento do acerto financeiro devido para usinas beneficiárias do subsídio da CCC/CDE

Na parcela variável de empreendimento que receberem subsídios da CCC/CDE é descontado mensalmente o valor regulatório referente ao CVU vinculado ao Custo do Combustível. Contudo ao final do ano contratual é necessário verificar o valor financeiro que foi efetivamente recebido pela usina pela CDE. Assim, eventual diferença entre o valor descontado mensalmente (valor regulatório) e reembolso efetivo é lançado em 12 meses, verificando a atualização monetária.

119. Os cálculos a seguir serão realizados para usinas beneficiárias do subsídio da CCC/CDE:

120. O valor Total de Desconto Regulatório da usina é determinado no último mês do ano contratual e representa o quanto da receita variável que não foi paga associada ao CVU vinculado ao Custo de Combustível, conforme seguinte equação:

$$TOT\_DESC\_REG_{p,t,l,f} = \sum_{m \in f} \sum_{e \in EPTL} TOT\_GPVF_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m} * CVU\_COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

TOT\_DESC\_REG<sub>p,t,l,f</sub> é o Total de Desconto Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

TOT\_GPVF<sub>p,t,l,m</sub> Total da Geração da Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CVU_{COMB\_AP\_D_{p,t,l,e,m}}$  é o CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

121. A Diferença entre o Reembolso e o valor Regulatório é determinada pelo valor descontado da parcela variável e o Reembolso pago pela CDE a usina ao longo do ano de apuração, e calculada no último mês do ano contratual conforme seguinte equação:

$$DIF\_REEMB\_REG_{p,t,l,f} = \sum_{m \in f} REEMB\_CDE_{p,t,l,m} - TOT\_DESC\_REG_{p,t,l,f}$$

Onde:

$DIF\_REEMB\_REG_{p,t,l,f}$  é o Diferença entre Reembolso e o valor Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$TOT\_DESC\_REG_{p,t,l,f}$  é o Total de Desconto Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$REEMB\_CDE_{p,t,l,m}$  Total de Reembolso pela CDE da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

122. A Diferença entre o Reembolso e o valor Regulatório é lançada nos 12 meses subsequentes, conforme seguinte equação:

$$PARC\_DIF\_REEMB_{p,t,l,e,m} = \frac{DIF\_REEMB\_REG_{p,t,l,f-1}}{12} * \frac{NIPCA_m}{NIPCA_{m*}} * F_{RC_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$PARC\_DIF\_REEMB_{p,t,l,e,m}$  é o Diferença entre Reembolso pela CDE e o valor Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$DIF\_REEMB\_REG_{p,t,l,f}$  é o Diferença entre Reembolso e o valor Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$NIPCA_m$  é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“m\*” é o último mês do ano contratual anterior

### 3.2.3. Detalhamento dos acertos financeiros associados à redução permanente e rescisão contratual

Conforme ato normativo em vigor, as usinas comprometidas com CCEAR, de qualquer fonte, que realizarem redução permanente ou rescisão contratual, devem ressarcir aos respectivos compradores até um ano de receita do contrato, sendo a indenização revertida para a modicidade tarifária, conforme regulamentação da Aneel.

Além disso, para os contratos que forem rescindidos de fonte eólica, através do MCS D de Energia Nova, poderá ocorrer de a energia entregue até o momento ser maior que o montante contratual. Nestes casos haverá um acerto financeiro entre compradores e vendedores, com objetivo de remunerar a geração entregue a maior, ocasionada pelo descasamento entre entrega de lastro e energia. No momento da rescisão também devem ser quitados eventuais parcelas de ressarcimento ainda não lançadas até o momento, incluindo o ressarcimento calculado no momento da rescisão.

### Indenização pelos Geradores

123. No mês em que ocorrer a rescisão contratual, será apurado com base na receita fixa atualizada, para CCEAR por Disponibilidade, ou ainda do Preço de Venda Atualizada, para CCEAR por Quantidade, a indenização nos casos de Rescisão, descontada as reduções permanentes passadas já vigentes, conforme seguintes comandos:

123.1. Os cálculos referentes à indenização em caso de rescisão, bem dos seus insumos, serão calculados para todas as usinas enquadradas, independente do início de suprimento do contrato.

123.2. O ano de referência "f" será o primeiro de suprimento. Caso o primeiro ano de suprimento não se inicie em janeiro será considerado o próximo ano de suprimento que tenha um ano completo.

123.3. Para as usinas eólicas, solares ou termelétrica a biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram energia em leilões realizados de 2011 em diante, ou no 2º LFA a indenização será com base na receita fixa unitária, conforme seguinte equação:

$$INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m} = RFIX\_U_{p,t,l,m} * MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f} * (1 - F\_RBCONT_{e,m-1})$$

$\forall m = \text{mês de rescisão}$

Onde:

$INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m}$  é a Indenização de Gerador relacionada a Rescisão parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês ano de apuração "m"

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina "p", para cada produto "t", no mês de apuração "m"

$MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}$  é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no ano de apuração "f"

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato "e", no mês de apuração "m".

123.4. Para as usinas hidráulicas comprometidas com CCEAR por quantidade, a indenização será verificada a partir do preço atualizado, descontando também as reduções permanente anteriores, conforme seguinte equação:

$$INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m} = PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m} * MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f} * (1 - F\_RBCONT_{e,m-1})$$

$\forall m = \text{mês de rescisão}$

Onde:

$INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m}$  é a Indenização de Gerador relacionada a Rescisão parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração “m”

$MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}$  é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

- 123.5. Para as demais usinas, a rescisão será com base na receita fixa original atualizada, desconsiderando reduções permanente anteriores, conforme seguinte expressão:

$$INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m} = RFIX\_CNTR\_ORI\_A_{p,t,l,e,f} * (1 - F\_RBCONT_{e,m-1})$$

$\forall m = \text{mês de rescisão}$

Onde:

$INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m}$  é a Indenização de Gerador relacionada a Rescisão parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$RFIX\_CNTR\_ORI\_A_{p,t,l,e,f}$  é o Receita Fixa Original Atualizada pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

124. No mês do início de validade da redução contratual permanente também será apurada a indenização referente a redução permanente, descontando as reduções permanentes passadas, conforme seguintes expressões:

- 124.1. Para as usinas eólicas, solares ou termelétrica a biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram energia em leilões realizados de 2011 em diante, ou no 2º LFA, a indenização será com base na receita fixa unitária, conforme seguinte equação:

$$INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m} = F\_RBCONT_{e,m} * (RFIX\_U_{p,t,l,m} * MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f} * (1 - F\_RBCONT_{e,m-1}))$$

$\forall m = \text{mês de redução permanente}$

Onde:

$INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m}$  é a Indenização de Gerador relacionada a Redução parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$RFX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}$  é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

124.2. Para as usinas hidráulicas comprometidas com CCEAR por quantidade, a indenização será verificada a partir do preço atualizado, conforme seguinte equação:

$$INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m} = F\_RBCONT_{e,m} * \left( PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m} * MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f} * (1 - F\_RBCONT_{e,m-1}) \right)$$

$\forall m = \text{mês de redução permanente}$

Onde:

$INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m}$  é a Indenização de Gerador relacionada a Redução parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração “m”

$MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}$  é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

124.3. Para as demais usinas, a indenização será com base na receita fixa original atualizada, conforme seguinte expressão:

$$INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m} = F\_RBCONT_{e,m} * \left( RFX\_CNTR\_ORI\_A_{p,t,l,e,f} * (1 - F\_RBCONT_{e,m-1}) \right)$$

$\forall m = \text{mês de redução permanente}$

Onde:

$INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m}$  é a Indenização de Gerador relacionada a Redução parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$RFX\_CNTR\_ORI\_A_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Contratual Original Atualizada pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

### Acerto financeiro devido ao excedente de energia

125. Para usinas de fonte eólica, comprometidas com CCEAR por disponibilidade, deve ser apurada a diferença entre a geração entregue para os compradores e o montante anual:

125.1. Os cálculos a seguir serão realizados apenas no mês de rescisão contratual:

125.2. O Excedente de Energia determina o total de energia entregue a mais que o compromisso contratual, ocasionada pela rescisão contratual, e corresponde a diferença entre o total de Energia Entregue ao Contrato e quantidade contratada no ano da rescisão, conforme seguinte expressão:

$$EXCED\_ENER\_ENT_{p,t,l,e,m} = \max\left(0; (EE\_CNTR\_ANUAL_{p,t,l,e,m} - QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m})\right)$$

Onde:

$EXCED\_ENER\_ENT_{p,t,l,e,m}$  é a Excedente de Energia Entregue da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$EE\_CNTR\_ANUAL_{p,t,l,e,m}$  é a Energia Entregue Contratual Anual da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$QEC\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com CCEAR da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

125.2.1. A Energia Entregue Contratual Anual representa o total de energia entregue no ano contratual proveniente do saldo formado no anterior, geração destinada ao contrato e ainda a energia entregue pelo vendedor no caso de atraso, descasamento e suspensão de unidade geradora, conforme seguinte expressão:

$$\begin{aligned} EE\_CNTR\_ANUAL_{p,t,l,e,m} &= SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1} + G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m} \\ &+ \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j} + \sum_{m \in f^{CCEAR}} \sum_{j \in m} EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} \end{aligned}$$

Onde:

$EE\_CNTR\_ANUAL_{p,t,l,e,m}$  é a Energia Entregue Contratual Anual da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$SAF_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Saldo Acumulado Final, destinado para o atendimento das obrigações do contrato de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>”

$G\_TOT\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_EAPS_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

- 125.3. O Total de Ajuste Financeiros Associada a Excedente de Energia Entregue é a energia apurada pelo excedente, valorada pelo menor valor entre o preço de venda vigente do contrato e PLD médio do quadriênio até o ano da rescisão, conforme seguinte equação:

$$TAF\_EXCED\_ENER_{p,t,l,e,m} = EXCED\_ENER\_ENT_{p,t,l,e,m} * \min(RFIX\_U_{p,t,l,m}, PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q})$$

Onde:

$TAF\_EXCED\_ENER_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ajuste Financeiros Associada a Excedente de Energia Entregue da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$EXCED\_ENER\_ENT_{p,t,l,e,m}$  é a Excedente de Energia Entregue da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

$RFIX\_U_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f” a ser utilizado no cálculo do quadriênio de apuração “q”

### **Cálculo da Multa Anemométrica em casos de Rescisão antes do início de suprimento**

126. De forma a complementar casos em que, a rescisão ocorra antes do início de suprimento, se faz necessária apurar eventual multa anemométrica acumulada, porém já informada pela CCEE, a partir de 1% da receita fixa mensal, conforme seguinte equação:

$$MULTA\_ANEM\_CCEAR\_RESC_{p,t,l,e,m} = \frac{MESES\_ATANEM_{p,t,l,m} * 0,01 * RFIX\_U_{p,t,l,m} * MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}}{12}$$

$\forall m = \text{mês de rescisão}$

Onde:

MULTA\_ANEM\_CCEAR\_RESC<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs em caso de Rescisão antes o início de suprimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

MESES\_ATANEM<sub>p,t,l,m</sub> é a Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

RFIX\_U<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

MONT\_CNTR\_ORI<sub>p,t,l,e,f</sub> é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

### Totalização dos efeitos da rescisão

127. Os efeitos da rescisão consideram a indenização do gerador, além dos valores referentes a diferença entre a energia entregue até o momento da rescisão e o montante anual, para usinas de fonte eólica, comprometidas com CCEAR por disponibilidade, devem ser quitados também eventuais parcelas de ressarcimento ainda não lançadas. Assim, tais parcelas são consolidadas e agregadas ao valor final a ser lançado para a última parcela vigente do contrato, conforme a expressão:

$$TAF\_RESCISAO_{p,t,l,e,m} = RESS\_PARC_{p,t,l,e,m} - TAF\_EXCED\_ENER_{p,t,l,e,m} + INDEN\_GER\_RESC_{p,t,l,e,m} + MULTA\_ANEM\_CCEAR\_RESC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

TAF\_RESCISAO<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Total de Ajuste Financeiros Associados à Rescisão Contratual da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

TAF\_EXCED\_ENER<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Total de Ajuste Financeiros Associada a Excedente de Energia Entregue da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

RESS\_PARC<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Referente às Parcelas de Ressarcimento Não Lançadas da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

INDEN\_GER\_RESC<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Indenização de Gerador relacionada a Rescisão parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

MULTA\_ANEM\_CCEAR\_RESC<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs em caso de Rescisão antes o início de suprimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

128. O Valor Referente às Parcelas de Ressarcimento Não Lançadas é obtido pela diferença entre os ressarcimentos periódicos calculados referente a déficits do ano ou quadriênio anterior, e os valores efetivamente lançados nesse ano contratual:

$$\begin{aligned}
& RESS\_PARC_{p,t,l,e,m} \\
& = \left( RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR-1} - \sum_{m \in f^{CCEAR}} RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m} \right) \\
& + \left( RESS\_QD_{p,t,l,e,q-1} - \sum_{m \in q} RESS\_QD\_M_{p,t,l,q,e,m} \right) + RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR} \\
& + RESS\_QD_{p,t,l,e,q}
\end{aligned}$$

Onde:

$RESS\_PARC_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Referente às Parcelas de Ressarcimento Não Lançadas da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_ANUAL_{p,t,l,e,f}^{CCEAR}$  é o Total do Ressarcimento Anual referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração do CCEARs “f<sup>CCEAR</sup>”

$RESS\_ANUAL\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RESS\_QD_{p,t,l,e,q}$  é o Total do Ressarcimento Quadrienal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração do CCEARs “q”

$RESS\_QD\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

### 3.2.4. Detalhamento do acerto financeiro devido à não efetivação dos contratos regulados em função da insuficiência de aporte de garantia financeira

Os agentes que possuírem contratos de venda de energia e não constituam garantia financeira no montante informado pela CCEE estarão sujeitos à não efetivação do montante integral de energia dos seus contratos de venda de modo a compatibilizar a exposição financeira negativa no Mercado de Curto Prazo com a garantia financeira constituída, conforme condições estabelecidas [em regulamentação específica na Resolução Normativa ANEEL nº 622/2014](#).

A depender do funcionamento de cada CCEAR, o vendedor poderá assumir a exposição no mercado de Mercado de Curto Prazo. Assim, em caso de não aporte das exposições haverá uma compensação financeira no âmbito da Receita de Venda.

129. No caso das usinas não aportarem garantia financeira, não haverá a efetivação do montante de energia dos contratos de venda do Ambiente de Contratação Regulado e a respectiva exposição ao comprador causada por tal não efetivação será motivo de acerto financeiro pela parte compradora. Para usinas com unidades geradoras em situação de atraso, descasamento ou suspensão, como o não aporte de garantias financeiras reduz o montante de entrega em

função dessas condições operacionais, também é determinado um valor de acertos financeiros. O Acerto Financeiro devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados aplica-se às usinas comprometidas com CCEAR por disponibilidade, e usinas hidráulicas comprometidas com CCEAR por quantidade proveniente de leilões de energia nova, fontes alternativas e projetos estruturantes.

- 129.1. O Total do Acerto Financeiro Preliminar Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras é calculado pela Energia Não Efetivada em Operação Comercial, relacionada aos contratos regulados, pela receita da usina sujeita ao ajuste, conforme seguinte expressão:

$$TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m} = \left( \frac{\sum_{j \in m} ENEFE\_OP_{p,t,l,e,j}}{M\_SPD_m} \right) * PSR\_GFIN_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Preliminar Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$PSR\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Sujeita a Redução pela Garantias Financeiras da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

$ENEFE\_OP_{p,t,l,e,j}$  é o Energia Não Efetivada em Operação Comercial da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

- 129.1.1. A Energia Não Efetivada em Operação Comercial equivale a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato, associado ao CCEAR por Quantidade ou Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, conforme expressão:

$$ENEFE\_OP_{p,t,l,e,j} = \frac{CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}}{CQ\_PRE_{e,j}}$$

$$e \in p$$

Onde:

$ENEFE\_OP_{p,t,l,e,j}$  é a Energia Não Efetivada em Operação Comercial da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no período de comercialização “j”

$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da Garantia Financeira, no período de comercialização “j”

$CQ\_PRE_{e,j}$  é a Quantidade Modulada Preliminar do Contrato “e” no período de comercialização “j”

129.1.2. A Parcela Sujeita a Redução pela Garantias Financeiras concatena as receitas presentes em todas as parcelas da Receita de Venda que estarão suscetíveis aos efeitos do não aporte de garantias financeiras, de acordo com o leilão, conforme seguintes equações:

*Para usinas térmicas com despacho tipo IA ou IIA que negociaram em CCEARs com obrigação de entrega:*

$$PSR\_GFIN_{p,t,l,e,m} = 3 * PI\_RF_{p,t,l,e,m} + PVF_{p,t,l,e,m} + RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$$

*Para usinas que negociaram em Leilões de Energia Nova em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade), e no 2ª LFA:*

$$PSR\_GFIN_{p,t,l,e,m} = PI\_RF_{p,t,l,e,m}$$

*Para as demais usinas:*

$$PSR\_GFIN_{p,t,l,e,m} = 3 * PI\_RF_{p,t,l,e,m} + RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PSR\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Sujeita a Redução pela Garantias Financeiras da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

$PI\_RF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m” (Vide Linha de Comando 132)

$PVF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

129.2. Para contratos regulados por disponibilidade, exceto os CCEAR com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA e de usinas a biomassa comprometidas com CCEARs de leilões realizados de 2011 em diante, o total de acerto financeiro devido a não efetivação de contratos regulados em função do não aporte será dado pelo maior valor entre a o Total de Acerto Preliminar e a exposição ocasionada pela Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, conforme seguinte equação:

$$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m} = \max \left( TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m}; \sum_{j \in m} (EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} * PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$EAPS\_CQ\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”

$TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Preliminar Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

- 129.3. Para contratos regulados por disponibilidade com obrigação de entrega de usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA e de usinas a biomassa comprometidas com CCEARs de leilões realizados de 2011 em diante, o total de acerto financeiro devido a não efetivação de contratos regulados em função do não aporte será dado pelo maior valor entre o Total de Acerto Financeiro Preliminar e a exposição ocasionada pela obrigação de entrega não efetivada, descontado de eventual Ressarcimento de Repasse de Geração, visto que não haverá recebimento de receita variável, conforme seguinte equação:

$$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m} = \max \left( TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m} - RESS\_RESP_{p,t,l,e,m}; \sum_{j \in m} (OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j} * PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Preliminar Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD\_EFE\_GFIN_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$RESS\_RESP_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento de Responsabilidade de Geração Mensal da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no contrato “e” no mês de apuração “m”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

- 129.4. Para CCEARs por quantidade, provenientes de Leilões de Energia Nova, Leilão de Fontes Alternativas e Leilões de Projetos Estruturantes, o Total de Acerto Financeiro Devido a Não Efetivação de Contratos Regulados em função do não aporte será dado pelo maior valor entre o Total de Acerto Preliminar e a exposição ocasionada pelo Contrato não Efetivado, conforme seguinte equação:

$$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m} = \max \left( TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m}; \sum_{j \in m} (CQ\_EFE\_GFIN_{e,j} * PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$TAF\_GFIN\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Preliminar Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$CQ\_EFE\_GFIN_{e,j}$  é a Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e” correspondente a CCEAR-Q posteriores a 2011, em função da Garantia Financeira, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

### 3.2.5. Detalhamento da apuração do pagamento da receita de venda

#### Parcelas da Receita de Venda

130. A divisão da receita de venda em parcelas, conforme estabelecido no CCEARs, será realizada de acordo com os seguintes comandos:
- Para os Leilões de Energia Nova exceto os realizados em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade), para os Leilões de Fontes Alternativas, exceto o 2º Leilão de Fontes Alternativas, Leilões de Projetos Estruturantes e para os Leilões de Energia Existente (modalidade disponibilidade), a receita de venda será desdobrada em três parcelas;
  - Para os Leilões de Energia Nova realizados em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade), a receita de venda será desdobrada em duas parcelas, sendo uma parcela relativa à receita fixa e a outra relativa à receita variável;

c) Para o 2º Leilão de Fontes Alternativas, a receita de venda será paga em uma única parcela.

130.1. Para determinação do pagamento da receita de venda em cada um dos vencimentos é determinado a parcela variável residual por contrato. Para as usinas que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova exceto os realizados em 2009 e 2010, ou nos Leilões de Energia Existente, a parcela variável residual corresponderá à diferença entre a parcela variável final e dois terços da parcela variável preliminar, conforme seguinte equação:

$$PVR_{p,t,l,e,m} = PVF_{p,t,l,e,m} - \left(\frac{2}{3} * PVP_{p,t,l,e,m}\right)$$

Onde:

$PVR_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Residual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

131. Tendo em vista que algumas usinas têm direito ao recebimento de quotas provenientes da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) ou da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), os valores percebidos sob estes títulos deverão ser descontados do pagamento da receita de venda dessas usinas. Desta forma, é necessário determinar as quotas de CCC e CDE por contrato para essas usinas.

131.1. Os valores das quotas de CCC por contrato são obtidos em função do fator de rateio dos contratos de acordo com a seguinte equação:

$$CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m} = QUOTA\_CCC_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QUOTA\_CCC_{p,t,l,m}$  é a Quota CCC da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

131.2. Os valores de quotas CDE por contrato são obtidos em função do fator de rateio dos contratos, conforme a equação:

$$CQUOTA\_CDE_{p,t,l,e,m} = QUOTA\_CDE_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$CQUOTA\_CDE_{p,t,l,e,m}$  é a Valor da Quota CDE por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QUOTA\_CDE_{p,t,l,m}$  é o Quota CDE da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F_{RC_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

132. A Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada, conforme o leilão ou produto, em que a usina estiver comprometida.

133. Para empreendimentos na modalidade disponibilidade:

133.1. Para as usinas que negociaram nos leilões de energia nova realizados anteriormente a 2009, no Leilão de Fontes Alternativas de 2007, ou em Leilões de Energia Existente anteriores a 2010, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme seguinte equação:

$$PI_{RF_{p,t,l,e,m}} = \frac{(RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}} * (1 - F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}})) - CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}} - CQUOTA_{CDE_{p,t,l,e,m}}}{3}$$

Onde:

$PI_{RF_{p,t,l,e,m}}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQUOTA_{CDE_{p,t,l,e,m}}$  é a Quota CDE por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.2. Para as usinas que negociaram energia em Leilões de Energia Nova realizados em 2009 e 2010, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme seguinte equação:

$$PI_{RF_{p,t,l,e,m}} = (RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}} * (1 - F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}})) - (CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}} + CQUOTA_{CDE_{p,t,l,e,m}})$$

Onde:

$PI_{RF_{p,t,l,e,m}}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{AP\_D_{p,t,l,e,m}}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQUOTA\_CDE_{p,t,l,e,m}$  é a Quota CDE por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.3. Para as usinas que negociaram energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme seguinte equação:

$$PI\_RF_{p,t,l,e,m} = \left( RFIX\_CCEAR\_MAP_{p,t,l,e,m} * (1 - F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}) \right) - CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$PI\_RF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_CCEAR\_MAP_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”

$F\_ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.4. Para as usinas que negociaram energia nos leilões realizados de 2011 em diante, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme seguintes condições:

133.4.1. O fator em operação comercial das unidades comprometidas com o produto é determinado de acordo com a seguinte equação:

$$F\_COM\_PROD_{p,t,l,m} = 1 - F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m} - F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$F\_COM\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator em Operação Comercial do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Descasamento do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

133.4.2. O fator em operação comercial das unidades comprometidas com o produto ajustado pela redução permanente é determinado de acordo com a seguinte equação:

$$\begin{aligned} F\_COMPROD\_ARB_{p,t,l,e,m} \\ &= F\_COM\_PROD_{p,t,l,m} \\ &+ \min \left( (F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m} + F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m}); F\_RBCONT_{e,m} \right) \end{aligned}$$

Onde:

$F\_COMPROD\_ARB_{p,t,l,m}$  é o Fator em Operação Comercial do Produto Ajustado por Reduções Bilaterais da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_COM\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator em Operação Comercial do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_ATS\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_DESC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Fator de Descasamento do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RBCONT_{e,m}$  é o Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.

133.4.3. Para as usinas termelétricas, com CVU não nulo, que negociaram energia em Leilões de Energia Nova/Existente realizados de 2011 em diante, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme seguinte equação:

$$PI\_RF_{p,t,l,e,m} = \frac{(RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m} * F\_COMPROD\_ARB_{p,t,l,e,m}) + RFIX\_DESC_{p,t,l,e,m} - CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}}{3}$$

Onde:

$PI\_RF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

$F\_COMPROD\_ARB_{p,t,l,m}$  é o Fator em Operação Comercial do Produto Ajustado por Reduções Bilaterais da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DESC_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa alterada em função do Descasamento da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.4.4. Para as usinas eólicas, solares ou termelétricas a biomassa com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), que negociaram energia em leilões realizados de 2011 em diante, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme seguinte equação:

$$PI\_RF_{p,t,l,e,m} = \frac{(RFIX\_U_{p,t,l,m} * F\_COMPROD\_ARB_{p,t,l,e,m} * QM_{e,m}) + RFIX\_DESC_{p,t,l,e,m} - CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}}{3}$$

Onde:

$PI_{RF_{p,t,l,e,m}}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX_{U_{p,t,l,m}}$  é a Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”

$F_{COMPROD\_ARB_{p,t,l,m}}$  é o Fator em Operação Comercial do Produto Ajustado por Reduções Bilaterais da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_DESC_{t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”

$CQUOTA\_CCC_{p,t,l,e,m}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.5. Para empreendimentos na modalidade quantidade:

133.5.1. Para as usinas que negociaram energia no 2º Leilão de Fontes Alternativas a parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme a seguinte equação:

$$PI_{RF_{p,t,l,e,m}} = RV_{CCEAR_{p,t,l,e,m}} * (1 - F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}) - CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}}$$

Onde:

$PI_{RF_{p,t,l,e,m}}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RV_{CCEAR_{p,t,l,e,m}}$  é o Receita de Venda do CCEAR da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.5.2. Para as demais usinas, a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa é determinada conforme a seguinte equação:

$$PI_{RF_{p,t,l,e,m}} = \frac{RV_{CCEAR_{p,t,l,e,m}} * (1 - F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}) - CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}}}{3}$$

Onde:

$PI_{RF_{p,t,l,e,m}}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RV_{CCEAR_{p,t,l,e,m}}$  é o Receita de Venda do CCEAR da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F_{ATS\_ARB_{p,t,l,e,m}}$  é o Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”

$CQUOTA_{CCC_{p,t,l,e,m}}$  é a Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

133.5.3. A Receita de Venda do CCEAR dos empreendimentos hidráulicos é determinada pelo produto da quantidade contratada e o Preço de Venda, conforme seguinte equação:

$$RV\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m} * QM_{e,m}$$

Onde:

$RV\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é o Receita de Venda do CCEAR da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração, “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

134. As cessões de CCEAR por Disponibilidade, provenientes do MCSD de Energia Existente, geram contratos específicos para o montante recebido. Esses contratos tem as parcelas apuradas pela Receita de Venda, porém não devem ser faturados bilateralmente, uma vez que os mesmos são liquidados de maneira centralizada na CCEE, através da liquidação do MCSD de Energia Existente, realizadas em três parcelas.

135. O Valor da Preliminar da Primeira Parcela da Receita de Venda é apurada conforme seguinte equação:

$$P1\_P_{p,t,l,e,m} = \frac{PVP_{p,t,l,e,m}}{3} + PI\_RF_{p,t,l,e,m} + R3\_P_{p,t,l,e,m-1} + ADDC\_P1_{p,t,l,e,m} \\ - TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m} - TOT\_RESS\_SOL_{p,t,l,e,m} - MULTA\_ANEM\_CCEAR_{p,t,l,e,m} \\ + RA\_P1_{p,t,l,e,m} + AJU\_REAP\_P1_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$P1\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Preliminar da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PI\_RF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$R3\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Residual da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m” (Vide Linha de Comando 144)

$ADDC\_P1_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Eólico associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_SOL_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Solar associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

MULTA\_ANEM\_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

RA\_P1<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Residual Atualizado da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração

AJU\_REAP\_P1<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Primeira Parcela, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

- 135.1. A Atualização do Valor Residual da Primeira Parcela da Receita de Venda referente ao mês anterior pelo IPCA é calculado para todos os contratos de usinas eólicas comprometidas com o 2º Leilão de Fontes Alternativas, conforme seguinte equação:

$$RA\_P1_{p,t,l,e,m} = R1\_P_{p,t,l,e,m-1} * \left( \max \left( 1; \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{m-2}} \right) - 1 \right)$$

Onde:

RA\_P1<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Residual Atualizado da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração

R1\_P<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Residual da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

NIPCA<sub>m</sub> é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

136. Para todas as usinas, independente do leilão em que foram negociadas, o Valor da Primeira Parcela da Receita de Venda é calculado considerando apenas os valores positivos do valor preliminar, conforme seguinte equação:

$$P1\_RV_{p,t,l,e,m} = \max(0; P1\_P_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

P1\_RV<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

P1\_P<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Preliminar da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

137. Para todas as usinas, independente do leilão em que foram negociadas, será calculado o Valor Residual da Primeira Parcela, para que, caso não haja receita suficiente para cobrir os efeitos do valor residual do mês anterior, seja considerado na próxima parcela, conforme seguinte equação:

$$R1\_P_{p,t,l,e,m} = \min(0; P1\_P_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$R1_{P_{p,t,l,e,m}}$  é o Valor Residual da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P1_{P_{p,t,l,e,m}}$  é o Valor Preliminar da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

138. Para as usinas que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova/Existente que possuem pagamento previsto em 3 parcelas, haverá valor Preliminar, caso ao contrário este valor será nulo de acordo com as seguintes equações:

*Caso a usina tenha negociado em Leilões de Energia Nova, exceto os realizados em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade), para os Leilões de Fontes Alternativas, exceto o 2º Leilão de Fontes Alternativas, para os Leilões de Projetos Estruturantes e para os Leilões de Energia Existente:*

$$P2_{P_{p,t,l,e,m}} = \frac{PVP_{p,t,l,e,m}}{3} + PI_{RF_{p,t,l,e,m}} + R1_{P_{p,t,l,e,m}} + ADDC_{P2_{p,t,l,e,m}}$$

*Caso contrário:*

$$P2_{P_{p,t,l,e,m}} = 0$$

Onde:

$P2_{P_{p,t,l,e,m}}$  é o Valor Preliminar da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVP_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PI_{RF_{p,t,l,e,m}}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$R1_{P_{p,t,l,e,m}}$  é o Valor Residual da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC_{P2_{p,t,l,e,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

### **Importante:**

Destaca-se que o tratamento adotado para parcelamento da receita de venda dos CCEARs considera a data de vencimento estabelecida no contrato para cada parcela da receita de venda. Desta forma, a segunda parcela da receita de venda prevista nos CCEARs para as usinas que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade), inclusive, está sendo tratada nas regras como a parcela “P3\_P”.

139. Para as usinas que possuem valor preliminar da segunda parcela da Receita de Venda, o Valor da Segunda Parcela da Receita de Venda é calculado considerando apenas os valores positivos do valor preliminar, conforme seguinte equação:

$$P2\_RV_{p,t,l,e,m} = \max(0; P2\_P_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$P2\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P2\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Preliminar da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

140. Para todas as usinas que possuem valor preliminar da segunda parcela da Receita de Venda será calculado o Valor Residual da Segunda Parcela, para que, caso não haja receita suficiente para cobrir os efeitos do valor residual da primeira parcela, seja considerado na próxima parcela, conforme seguinte equação:

$$R2\_P_{p,t,l,e,m} = \min(0; P2\_P_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$R2\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Residual da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P2\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Preliminar da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

141. Para todas as usinas, independente do leilão em que foram negociadas, os ressarcimentos, multa anemométrica e multa por não fechamento de ciclo, caso aplicáveis, incluindo também eventual acerto em caso de rescisão contratual, e indenização em caso de redução permanente, e parcela referente ao reembolso da CDE, para a glosa da receita de venda, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} TAF\_PROD_{p,t,l,e,m} &= TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m} + RIGBIO\_PROD_{p,t,l,e,m} + MULTA\_CICLO_{p,t,l,e,m} \\ &+ TAF\_RESCISAO_{p,t,l,e,m} + INDEN\_GER\_RED_{p,t,l,e,m} + PARC\_DIF\_REEMB_{p,t,l,e,m} \\ &+ ADDC\_TAF_{p,t,l,e,m} \end{aligned}$$

Onde:

$TAF\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acertos Financeiros associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_NH_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Não Hidráulico associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RIGBIO\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é o Ressarcimento em Função da Insuficiência de Geração para atendimento do CCEAR por Disponibilidade de cada parcela de usina “p”, termelétrica

a biomassa, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

TAF\_RESCISAO<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Total de Ajuste Financeiros Associados à Rescisão Contratual da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

PARC\_DIF\_REEMB<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Diferença entre Reembolso pela CDE e o valor Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

MULTA\_CICLO<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

INDEN\_GER\_RED<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Indenização de Gerador relacionada a Redução parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês ano de apuração “m”

ADDC\_TAF<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas referente aos Acertos Financeiros da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

142. A Atualização do Valor Residual da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda referente ao mês anterior pelo IPCA é calculado para todos os contratos, com exceção de contratos de usinas eólicas comprometidas com o 2º Leilão de Fontes Alternativas, conforme seguinte equação:

$$RA_{P3_{p,t,l,e,m}} = R3_{P_{p,t,l,e,m-1}} * \left( \max \left( 1; \frac{NIPCA_m}{NIPCA_{m-1}} \right) - 1 \right)$$

Onde:

RA\_P3<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Residual Atualizado da Terceira ou Última parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração

R3\_P<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Valor Residual da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m” (Vide Linha de Comando 144)

NIPCA<sub>m</sub> é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

- 142.1. O Valor Preliminar da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda será definida conforme seguintes equações:

*Caso a usina tenha negociado em Leilões de Energia Nova, exceto os realizados em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade), para os Leilões de Fontes Alternativas, exceto o 2º Leilão de Fontes Alternativas, para os Leilões de Projetos Estruturantes e para os Leilões de Energia Existente:*

$$P3_{P_{p,t,l,e,m}} = RFIX_{ATS_{p,t,l,e,m}} + PVR_{p,t,l,e,m} + PI_{RF_{p,t,l,e,m}} + R2_{P_{p,t,l,e,m}} + RA_{P3_{p,t,l,e,m}} \\ - TAF_{PROD_{p,t,l,e,m}} - TAF_{GFIN_{p,t,l,e,m}} + ADDC_{P3_{p,t,l,e,m}} \\ + AJU_{REAP_{P3_{p,t,l,e,m}}}$$

*Caso contrário:*

$$P3_{p,t,l,e,m} = RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m} + PVR_{p,t,l,e,m} + R1_{p,t,l,e,m} + RA_{P3}_{p,t,l,e,m} - TAF\_PROD_{p,t,l,e,m} - TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m} + ADDC\_P3_{p,t,l,e,m} + AJU\_REAP\_P3_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$P3_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Preliminar da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVR_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Residual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa reduzida em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PI\_RF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$R1_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Residual da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$R2_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Residual da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RA_{P3}_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Residual Atualizado da Terceira ou Última parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração

$TAF\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acertos Financeiros associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_P3_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$AJU\_REAP\_P3_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Terceira Parcela, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Destaca-se que a terceira parcela de venda (P3\_P) obtida para as usinas que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade) representa a segunda parcela da receita de venda prevista nos respectivos CCEARs.

143. Para todas as usinas, independente do leilão em que foram negociadas, o Valor da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda é calculado considerando apenas os valores positivos do valor preliminar, conforme seguinte equação:

*Se “m” for o mês de rescisão contratual:*

$$P3\_RV_{p,t,l,e,m} = P3\_P_{p,t,l,e,m}$$

*Caso Contrário:*

$$P3\_RV_{p,t,l,e,m} = \max(0; P3\_P_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$P3\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P3\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Preliminar da Terceira ou Última a Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

144. Para todas as usinas, independente do leilão em que foi negociada, será calculado o Valor Residual da Terceira ou Última Parcela, para que, caso não haja receita suficiente para cobrir os efeitos do valor residual da primeira ou segunda parcela, seja considerado no próximo mês, conforme seguinte equação:

*Se “m” for o mês de rescisão contratual:*

$$R3\_P_{p,t,l,e,m} = 0$$

*Caso Contrário:*

$$R3\_P_{p,t,l,e,m} = \min(0, P3\_P_{p,t,l,e,m})$$

Onde:

$R3\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Residual da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P3\_P_{p,t,l,e,m}$  é o Valor Preliminar da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

145. A receita de venda sem ajustes financeiros será obtida pelas três parcelas fixas intermediária, já considerando eventual descasamento, a receita variável correspondente ao despacho por ordem de mérito e a receita fixa em função do atraso, conforme a equação abaixo:

*Caso a usina tenha negociado em Leilões de Energia Nova, exceto os realizados em 2009 e 2010 (produto disponibilidade), para os Leilões de Fontes Alternativas, exceto o 2º Leilão de Fontes Alternativas, para os Leilões de Projetos Estruturantes e para os Leilões de Energia Existente:*

$$RV\_SAF_{p,t,l,e,m} = (3 * PI\_RF_{p,t,l,e,m}) + PVF_{p,t,l,e,m} + RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$$

*Caso Contrário:*

$$RV\_SAF_{p,t,l,e,m} = PI\_RF_{p,t,l,e,m} + PVF_{p,t,l,e,m} + RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RV\_SAF_{p,t,l,e,m}$  é a Receita de Venda sem Ajustes Financeiros da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PI\_RF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa reduzida em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

146. O valor da receita de venda mensal será obtido através da soma das três parcelas da receita de venda de cada contrato de acordo com a seguinte equação:

$$RV\_M_{p,t,l,e,m} = P1\_RV_{p,t,l,e,m} + P2\_RV_{p,t,l,e,m} + P3\_RV_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RV\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Receita de Venda Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P1\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P2\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$P3\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

147. O valor da receita de venda total mensal será obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RVT\_M_{p,t,l,m} = \sum_{e \in CC\text{EAR}} RV\_M_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$RVT\_M_{p,t,l,m}$  é o Valor da Receita de Venda Total Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RV\_M_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Receita de Venda Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

148. O cálculo do valor Total da Receita de Venda, descontado os débitos dos meses anteriores para o mês de apuração “m” é calculado conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 TOT\_RV\_D_{p,t,l,e,m} &= \mathbf{RF\_CONS}_{p,t,l,e,m} + PVF_{p,t,l,e,m} + RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m} - TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m} \\
 &- TAF\_PROD_{p,t,l,e,m} - TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m} - TOT\_RESS\_SOL_{p,t,l,e,m} \\
 &- MULTA\_ANEM\_CCEAR_{p,t,l,e,m} + ADDC\_P1_{p,t,l,e,m} + ADDC\_P2_{p,t,l,e,m} \\
 &+ ADDC\_P3_{p,t,l,e,m} + AJU\_REAP\_P1_{p,t,l,e,m} + AJU\_REAP\_P3_{p,t,l,e,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

$TOT\_RV\_D_{p,t,l,e,m}$  é o Total da Receita de Venda Descontado os débitos anteriores da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RF\_CONS_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Consolidada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$PVF_{p,t,l,e,m}$  é a Parcela Variável Final da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_ATS_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TAF\_GFIN_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acerto Financeiro Devido a Não Efetivação dos Contratos Regulados em função do Aporte Insuficiente de Garantias Financeiras associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato regulado “e”, no mês de apuração “m”

$TAF\_PROD_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Acertos Financeiros associados a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_EOL_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Eólico associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_SOL_{p,t,l,e,m}$  é o Total de Ressarcimento Solar associado a cada parcela de usina “p”, comprometida com CCEAR por Disponibilidade, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MULTA\_ANEM\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_P1_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_P2_{p,t,l,e,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

ADDC\_P3<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Terceira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

AJU\_REAP\_P1<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Primeira Parcela, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

AJU\_REAP\_P3<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Terceira Parcela, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

149. Para as usinas que negociaram energia nos Leilões de Energia Nova/Existente, Leilões de Fontes Alternativas e Leilões de Projetos Estruturantes que possuem pagamento previsto em 3 parcelas, o valor da Receita fixa sem atraso intermediária consolidada, será três vezes o valor da parcela, caso ao contrário a Receita fixa sem atraso intermediária consolidada será igual à Parcela Intermediária referente a Receita Fixa de acordo com as seguintes equações:

*Se a usina negociou energia em Leilões de Energia Nova realizados em 2009 e 2010 (modalidade disponibilidade) ou no 2º Leilões de Fontes Alternativas:*

$$RF\_CONS_{p,t,l,e,m} = PI\_RF_{p,t,l,e,m}$$

*Caso contrário:*

$$RF\_CONS_{p,t,l,e,m} = 3 * PI\_RF_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

RF\_CONS<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Receita Fixa Consolidada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

PI\_RF<sub>p,t,l,e,m</sub> é a Parcela Intermediária referente a Receita Fixa da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

150. O cálculo da Diferença entre Processamentos considera o resultado de um processo de reapuração para cada contrato, em relação ao resultado obtido para o mesmo agente em um processamento anterior, relativo ao mesmo mês de apuração. Este resultado é ajustado para compor o Ajuste Final do Processamento a ser considerado no processo de liquidação do agente na CCEE. A Diferença entre Processamentos é expressa por

$$DIF\_TOT\_RV_{p,t,l,e,m,u} = TOT\_RV\_D_{p,t,l,e,m,u} - TOT\_RV\_D_{p,t,l,e,m,u-1}$$

Onde:

DIF\_TOT\_RV<sub>p,t,l,e,m,u</sub> é o Diferença entre Processamentos no Total da Receita de Venda da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”, referente ao último processamento “u”

TOT\_RV\_D<sub>p,t,l,e,m</sub> é o Total da Receita de Venda Descontado os débitos anteriores da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“u” refere-se ao último processamento realizado para o mês de apuração “m”

**Importante:**

Os ajustes serão inseridos na P1 **ou** P3 conforme operacionalização na CCEE.

**3.2.6. Dados de Entrada da apuração da Parcela Variável e Receita de Venda**

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente aos Acertos Financeiros</b>		
<b>ADDC_TAF<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente aos Acertos Financeiros da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Negativos
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda</b>		
<b>ADDC_P3<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente a Terceira ou Última Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Negativos
<b>Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Primeira Parcela</b>		
<b>AJU_REAP_P1<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Primeira Parcela, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Negativos

<b>Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Terceira Parcela</b>	
<b>AJU_REAP_P3</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Reapuração na Receita de Venda na Terceira Parcela, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Negativos</p>
<b>Capacidade Instalada</b>	
<b>CAP</b> <sub>i,j</sub>	<p><b>Descrição</b> Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MW</p> <p><b>Fornecedor</b> Cadastro do Sistema Elétrico</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos</p>
<b>Capacidade instalada no CCEAR por disponibilidade</b>	
<b>CAP_COMP</b> <sub>p</sub>	<p><b>Descrição</b> Capacidade instalada da parcela de usina “p” definida no CCEAR por disponibilidade</p> <p><b>Unidade</b> MW</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos</p>
<b>Quantidade Modulada Preliminar do Contrato</b>	
<b>CQ_PRE</b> <sub>e,j</sub>	<p><b>Descrição</b> Quantidade Modulada do Contrato “e” por período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Contratos</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>
<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>	
<b>CQ_EFE_GF</b> <sub>IN</sub> <sub>e,j</sub>	<p><b>Descrição</b> Quantidade Modulada de Ajuste para a Efetivação do Contrato “e”, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p>

	Fornecedor	Contratos (Efetivação dos Contratos de Venda de Energia em função do aporte de Garantia Financeira)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Vinculada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>CQ_EAPS<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Variável Unitário Atualizado Preliminar</b>		
<b>CVU_A_D_PRE<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova ou do 1º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado</b>		
<b>CVU_A_D<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado da usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR

		(Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º LEN ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas (no 2º ou no 3º LEN / nos LENs a partir de 2007 ou nos LEEs)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível</b>		
<b>CVU_COMB_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado e Ponderado vinculado ao custo do Combustível da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova ou do 1º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Custo Variável Unitário Atualizado e Ponderado vinculado ao Demais Custos</b>		
<b>CVU_DC_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	CVU Atualizado e Ponderado vinculado aos Demais Custos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 1º Leilão de Energia Nova ou do 1º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Disponibilidade Máxima Contratual</b>		
<b>DISP_MAX<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Aneel

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS Preliminar</b>		
<b>DOMP_ONS_PRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Despacho por Ordem de Mérito enviado pelo ONS Preliminar por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada</b>		
<b>DISP_MAX_AJU<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas à Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Despacho por Ordem de Mérito</b>		
<b>DOMP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia despachado pelo ONS, proveniente da Programa diário de Produção – PDP, para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, segundo a lógica econômica de mérito por preço, utilizado para cálculo do ressarcimento devido pela geração realizada abaixo do despacho centralizado do ONS
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Forçada Preliminar</b>		
<b>DVPF_P<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Verificada Vinculada a Parada Forçada Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Atraso Ajustado por Redução Bilateral</b>		
<b>F_ATS_ARB<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Atraso Ajustado por Redução Bilateral comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, com o contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos,</b>		
<b>F_RBCONT<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Redução Permanente Bilateral ou Centralizada de Contratos, definido com base no montante original, comprometido com o contrato “e”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de rateio da Inflexibilidade</b>		
<b>F_INFLEX<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Fator de rateio da Inflexibilidade Contratada em cada produto e leilão da parcela de usina “p”, do produto “t”, leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais</b>		

<b>F_COMERCIAL_ARB</b> e,j	Descrição	Fator de Energia Comercial Ajustado por Reduções Bilaterais do contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Operação Comercial Preliminar</b>		
<b>F_COMERCIAL_PRE_p</b> j	Descrição	Fator de Energia Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda (Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Capacidade</b>		
<b>FCmax<sub>p,f</sub></b>	Descrição	O Fator de Capacidade corresponde à relação entre a produção efetiva de uma usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período por parcela de usina “p” e ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Efetiva Associada ao Contrato para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora</b>		
<b>EAPS_CQ_EFE_GFIN</b> p,t,l,e,j	Descrição	Energia não Efetivada para Atendimento aos Casos de Descasamento, Atraso e/ou Suspensão de Unidade Geradora, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, associada ao contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos

		(Efetivação Contratual Decorrente do Aporte Insuficiente de Garantia Financeira)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Geração Estimada Referente a Geração Fora da Ordem Mérito</b>	
<b>GEST_GFOM<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Estimada Referente a Geração Fora da Ordem Mérito da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE/ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Geração Estimada Referente a Reserva Operativa</b>	
<b>GEST_RESPOP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Estimada Referente a Reserva Operativa da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE/ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Geração Estimada Referente a Geração Substituta</b>	
<b>GEST_SUB<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Estimada Referente a Geração Substituta da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE/ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>G_TOT_CCEAR<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<b>Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR</b>

	Descrição	Total de Geração Destinada para Atendimento ao CCEAR, de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Detalhamento do cálculo do comprometimento de usinas a biomassa (modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC e III) comprometidas com contratos por disponibilidade provenientes de leilões anteriores a 2011, ou CER, e usinas PCHs e CGHs comprometidas com CER.)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Disponível para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade</b>		
<b>G_DISP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Volume de energia utilizado para atendimento e apuração dos eventuais ressarcimentos devidos em razão dos contratos por disponibilidade negociados por parcela de usina "p", por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível da Usina</b>		
<b>GINFC_P<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível Preliminar da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Estimada da Usina</b>		
<b>GEST<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", obtida a partir dos dados de geração verificada não consistida
	Unidade	MWh

	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Inflexível</b>		
<b>G_INFLEX<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Inflexível de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração por Necessidade do SIN Preliminar</b>		
<b>GNSIN_P<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração por necessidade do SIN Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Indisponibilidade Programada informada pelo Agente</b>		
<b>IND_P_AG<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Indisponibilidade Programada informada pelo Agente associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Anual da Usina</b>		
<b>INFLEX_A<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Anual da parcela de usina “p”, comprometida com um produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Inflexibilidade Contratual Modulada</b>		
<b>INFLEX_P<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Contratual Modulada de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação do Comprometimento das Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB, IIC e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Sazonalizada</b>		
<b>INFLEX_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Sazonalizada</b>		
<b>INFLEX_M_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto</b>		
<b>INFLEX_M_EPE_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados

		a partir de 2015 ou dos Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto</b>		
<b>LIM_ENC_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Limite de repasse de encargos por restrição de operação constrained-off Associado ao Produto
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Consolidação de Resultados (Detalhamento dos Ajustes Decorrentes da Contratação por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de geração frustrada por Constrained-Off Preliminar</b>		
<b>M_CONST_OFF_PRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Montante de geração frustrada por Constrained-Off Preliminar determinado pelo ONS da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs</b>		
<b>MULTA_ANEM_CCEAR<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Anexo II - Cálculo das Multas Contratuais)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado</b>		
<b>MULTA_CICLO<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Anexo II - Cálculo das Multas Contratuais)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica</b>		
<b>MESES_ATANEM<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Meses
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Contratual Original no Leilão</b>		
<b>MONT_CNTR_ORI<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Atualização do índice de custo benefício)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Obrigação de Entrega Efetiva de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD_EFE_GF</b> <b>IN<sub>p,t,l,e,j</sub></b>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia Horária não Efetivada associado ao CCEAR por Disponibilidade, em função da insuficiência de aporte de Garantia Financeira, da parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Absoluto do �ndice Nacional de Preços ao Consumidor</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do �ndice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no m�s de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Percentual da Garantia Física constante na habilita�o técnica</b>		
<b>PC_LEILAO<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Percentual da Garantia Física, constante na habilita�o técnica da usina "p", que foi comprometida no produto "t", do leilão "l"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade</b>		
<b>PCG_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Geração com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade por parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no m�s de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
PLD <sub>s,j</sub>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Anexo - Formação do Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Percentual de Perda Interna Total da Usina</b>		
PPI <sub>p</sub>	Descrição	Relação entre o montante de perdas, da usina não hidráulica com Modalidade de Despacho Tipo IA ou IIA ou hidráulica com modalidade de despacho tipo I, aferidos quando a usina atingir sua plena capacidade de produção, e a capacidade total instalada O montante de perdas refere-se à diferença entre a medição da geração realizada na barra das Unidades Geradoras e a medição no ponto de conexão, ou seja, considerando as perdas de rede exclusiva e o consumo relacionado aos serviços auxiliares da usina
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças Médio Quadrienal utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas</b>		
PLD_QD_REOL <sub>p,t,l,e,q</sub>	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f” a ser utilizado no cálculo do quadriênio de apuração “q”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Receita de Venda (Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final</b>		
<b>PV_CCEAR_FINAL<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação</b>		
<b>QEA_REST_OP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade de Energia Ajustada Utilizada para Determinação de Encargos por Restrição de Operação da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Restrição de Operação por Constrained-Off)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quota CCC por Contrato</b>		
<b>QUOTA_CCC<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quota CCC por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quota CDE por Contrato</b>		
<b>QUOTA_CDE<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quota CDE por contrato da parcela de usina “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Diferença entre Reembolso e o valor Regulatório</b>		
<b>REEMB_CDE<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Diferença entre Reembolso e o valor Regulatório da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Taxa de Referência de Interrupções Forçadas</b>		
<b>REF_TEIF<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção forçada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Taxa de Referência de Interrupções Programas</b>		
<b>REF_TEIP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Parâmetro estatístico que reflete a indisponibilidade causada por interrupção programada da usina hidráulica participante do MRE, e da usina não hidráulica com modalidade de despacho tipo IA ou IIA
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ONS/Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>RESS_QD<sub>p,t,l,q,e,m</sub></b>	<b>Ressarcimento Quadrienal</b>	

Descrição	Total do Ressarcimento Quadrienal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no quadriênio de apuração do CCEARs “q”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Ressarcimento Anual

RESS\_ANUAL<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Ressarcimento Quadrienal Mensal

RESS\_QD\_M<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Ressarcimento Quadrienal Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Ressarcimento Anual Mensal

RESS\_ANUAL\_M<sub>p,t,l,e,m</sub>

Descrição	Ressarcimento Anual Mensal referente ao não atendimento ao CCEAR por disponibilidade de cada parcela de usina “p”, eólica, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$

	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Eólicas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa reduzida em função do Atraso</b>		
<b>RFIX_ATS<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa reduzida em função do Atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Contratual Original Atualizada</b>		
<b>RFIX_CNTR_ORI_A<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Contratual Original Atualizada pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Anexo VII – Atualização do Índice de Custo Benefício e Receita Fixa Original)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Atualizada e Ponderada da Usina</b>		
<b>RFIX_AP_D<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia no 1º LEN ou no 1º Leilão de Fontes Alternativas (no 2º ou no 3º LEN / nos LENs a partir de 2007 ou nos LEEs)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Receita Fixa alterada em função do Descasamento</b>		
<b>RFIX_DESC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa alterada em função do Descasamento da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Unitária</b>		
<b>RFIX_U<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Unitária da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Cálculo da atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa e dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de Energia Nova realizados a partir de 2007, dos Leilões de Fontes Alternativas realizados a partir de 2015, ou dos Leilões de Energia Existente)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
<b>F_RC<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Atraso comprometido com o Produto</b>		
<b>F_ATS_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Fator de Atraso comprometido com o Produto da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.

	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Fator de Descasamento do Produto

<b>F_DESC_PROD</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Fator de Descasamento do Produto da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com descasamento ou atraso no cronograma de entrada em operação comercial)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Geração Total Participante do Rateio de Perdas

<b>TOT_GP</b> <sub>j</sub>	Descrição	Geração Total Participante do Rateio de Perdas por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Rateio de Perdas de Geração

<b>XP_GLF</b> <sub>j</sub>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser aplicado aos pontos de geração que participam do rateio de perdas (50% das perdas alocadas para a categoria geração e 50% das perdas alocadas para a categoria consumo), por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada

<b>RFIX_CCEAR_MAP<sub>p,t</sub></b> ,l,e,m	Descrição	Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade do 2º Leilão de Fontes Alternativas)
	Valores Possíveis	Positivos

#### **Geração Final de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel**

<b>GFT_APTA<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### **3.2.7. Dados de Saída da apuração da Parcela Variável e Receita de Venda**

#### **Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar**

<b>DISP_MAX_PRE<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar**

<b>AJU_PARC_DOMP_PRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto</b>		
<b>INFLEX_M_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar</b>		
<b>INFLEX_MOD_PRE<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Ajuste para atendimento do contrato de Despacho Parcial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Primeira Parcela da Receita de Venda</b>		
<b>P1_RV<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Segunda Parcela da Receita de Venda</b>		
<b>P2_RV<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina, “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Terceira Parcela da Receita de Venda</b>		
<b>P3_RV<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Terceira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>RV_SAF<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<b>Receita de Venda sem Ajustes Financeiros</b>	

	Descrição	Receita de Venda sem Ajustes Financeiros da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Receita de Venda Mensal</b>		
<b>RV_M<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Receita de Venda Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita de Venda Total Mensal</b>		
<b>RVT_M<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita de Venda Total Mensal da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar Ajustada</b>		
<b>DISP_MAX_AJU_PR<sub>E<sub>p,t,l,j</sub></sub></b>	Descrição	Disponibilidade Máxima Contratual Preliminar Ajustada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Receita de Venda de CCEAR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

##### 4.1. ANEXO I – Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

###### Objetivo:

Estabelecer os preços utilizados para valorar os ressarcimentos devidos pelos agentes vendedores de CCEARs por disponibilidade.

**Contexto:**

Os preços utilizados nos cálculos de ressarcimentos devidos pelos agentes, são definidos nas cláusulas contratuais dos CCEARs por disponibilidade oriundos dos leilões regulados. A Figura relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

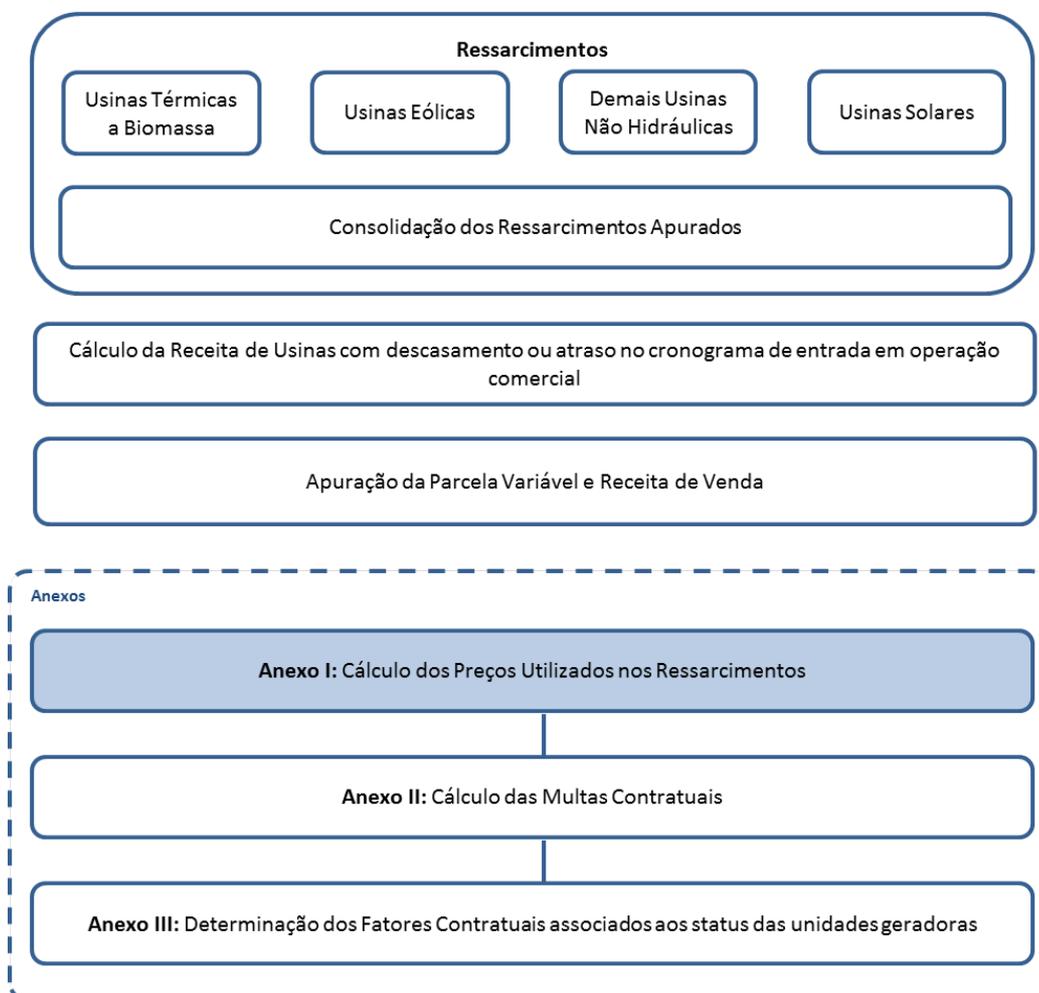


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

#### 4.1.1. Detalhamento do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

O processo de cálculo dos preços utilizados nos ressarcimentos devidos em decorrência da contratação por disponibilidade é composto pelos seguintes comandos e expressões:

151. O cálculo do Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças, utilizado principalmente para valorar os eventuais ressarcimentos devidos por insuficiência de geração de usinas termelétricas a biomassa, com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, é expresso pela média anual do Preço de Liquidação de Diferenças Final em todos os submercados, dado por:

$$PLD\_ANUAL_{e,f} = \frac{\sum_{j \in f} \sum_s PLD_{s,j}}{\sum_{m \in f} (QT\_SUB_m * M\_SPD_m)}$$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$PLD\_ANUAL_{e,f}$  é o Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças, do contrato “e” no ano de apuração “f”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$QT\_SUB_m$  é o Quantidade Total de Submercados no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

**Importante:**

Para os meses que não há o Preço de Liquidação das Diferenças Final Médio Mensal, utiliza-se o Preço de Liquidação das Diferenças vigente em tal mês.

152. O cálculo do Preço de Liquidação das Diferença Médio Anual, utilizado para valorar os eventuais ressarcimentos devidos por insuficiência de geração de usinas eólicas comprometidas com os leilões realizados de 2011 em diante, é expresso pela média anual do Preço de Liquidação de Diferenças Final por submercado, dado por:

$$PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f} = \frac{\sum_{j \in f} PLD_{s,j}}{\sum_{m \in f} M\_SPD_m}$$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$PLD\_ANUAL\_REOL_{p,t,l,e,f}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

“s” é o submercado no qual a parcela de usina “p” está localizada

153. O cálculo do Preço Médio Quadrienal de Liquidação das Diferenças, utilizado para valorar os eventuais ressarcimentos devidos por insuficiência de geração de usinas eólicas comprometidas com leilões realizados antes de 2017, é expresso pela média quadrienal do Preço de Liquidação de Diferenças Final por submercado, dado por:

$$PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q} = \frac{\sum_{j \in q} PLD_{s,j}}{\sum_{m \in q} M\_SPD_m}$$

$$m \in f^{CCEAR}$$

$$f^{CCEAR} \in q$$

Onde:

$PLD\_QD\_REOL_{p,t,l,e,q}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Quadrienal utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, a ser utilizado no cálculo do quadriênio de apuração “q”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

“s” é o submercado no qual a parcela de usina “p” está localizada

154. O cálculo do Preço de Liquidação das Diferença Médio Anual, utilizado para valorar os eventuais ressarcimentos devidos por insuficiência de geração de usinas solares comprometidas com os leilões realizados de 2017 em diante, é expresso pela média anual do Preço de Liquidação de Diferenças Final por submercado, dado por:

$$PLD\_ANUAL\_RSOL_{p,t,l,e,f} = \frac{\sum_{j \in f} PLD_{s,j}}{\sum_{m \in f} M\_SPD_m}$$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$PLD\_ANUAL\_RSOL_{p,t,l,e,f}$  é Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Solares, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

“s” é o submercado no qual a parcela de usina “p” está localizada

155. O Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada é calculado pelo maior valor entre o Custo Variável Mensal (CVM) e a média do PLD no submercado onde está situada a usina, ambos referentes ao ano anterior ao de apuração, ponderada pela Geração Final total deste submercado, conforme os termos contratuais presentes nos CCEARs por Disponibilidade. Esse resultado é utilizado para valorar o ressarcimento anual devido à geração abaixo da inflexibilidade contratada, expresso por:

$$PRIC_{p,m} = \max \left( \frac{\sum_{j \in f-1} (PLD_{s,j} * \sum_{p \in S} G_{p,j})}{\sum_{j \in f-1} \sum_{p \in S} G_{p,j}}; CVM_{p,f-1} \right)$$

$\forall m = \text{janeiro ou mês de rescisão contratual}$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$PRIC_{p,m}$  é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada, para cada usina “p”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CVM_{p,f-1}$  é o Custo Variável Mensal da usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

**Importante:**

No mês de rescisão contratual será considerado os dados do próprio ano de apuração “f<sup>CCEAR</sup>” ao invés do ano anterior.

155.1. O Custo Variável Mensal é resultante do produto entre o somatório anual do Custo Declarado da parcela de Usina Não Hidráulica e o número de períodos de comercialização existentes no ano de apuração. Esse resultado é utilizado para definir o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada, expresso por:

$$CVM_{p,f} = \frac{\sum_{j \in f} INC_{p,j}}{\sum_{m \in f} M\_SPD_m}$$

$\forall m = \text{dezembro ou mês de rescisão contratual}$

$$f = f^{CCEAR}$$

Onde:

$CVM_{p,f}$  é o Custo Variável médio da parcela de usina não hidráulica “p” no ano de apuração “f”

$INC_{p,j}$  é o Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica “p” no mês de apuração “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m”, compreendida no período de vigência do contrato

156. A Receita Fixa de Combustível Unitária é calculada verificando a Receita Fixa de Combustível, e a energia associada à inflexibilidade, conforme seguinte expressões:

*Para as usinas comprometidas com Leilões de Energia Existente realizados de 2018 em diante:*

$$RF\_COMB\_U_{p,t,l,m} = \max \left( 0; \left( \frac{RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}}{INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}} \right) \right)$$

*Para usinas termoeletricas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, comprometidas com leilões de energia nova realizados de 2011 em diante*

$$RF\_COMB\_U_{p,t,l,m} = \max \left( 0; \left( \frac{\sum_{e \in EPTL} RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m} * F\_RC_{p,t,l,e,m} * MESES\_C_{e,f}}{INFLEX\_A_{p,t,l,f}} \right) \right)$$

Onde:

$RF\_COMB\_U_{p,t,l,m}$  é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada nos períodos de comercialização em que há

inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo momento, para cada usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}$  é Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_A_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MESES\_C_{e,f}$  refere-se a quantidade de meses nos quais o contrato “e” está vigente, no ano de apuração “f”

157. O Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada é calculado para verificar a diferença positiva entre o preço do combustível relacionado à inflexibilidade e o PLD das horas em que a usina não está despachada por ordem de mérito, conforme seguinte equação:

$$PRIC\_M_{p,t,l,m} = \max(0; RF\_COMB\_U_{p,t,l,m} - PLD\_M\_NDOMP_{p,m})$$

Onde:

$PRIC\_M_{p,t,l,m}$  é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada, para cada usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF\_COMB\_U_{p,t,l,m}$  é o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada nos períodos de comercialização em que há inflexibilidade e indisponibilidade no mesmo momento, para cada usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_EPE\_PROD_{p,t,l,m}$  é Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_A_{p,t,l,f}$  é a Inflexibilidade Anual de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no ano de apuração “f”

$F\_RC_{p,t,l,e,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MESES\_C_{e,f}$  refere-se a quantidade de meses nos quais o contrato “e” está vigente, no ano de apuração “f”

$PLD\_M\_NDOMP_{p,m}$  é o Preço Médio Mensal de Liquidação das Diferenças Considerando os períodos de comercialização não despachadas por ordem de mérito de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

- 157.1. O Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada Sazonalizada é calculado para usinas térmicas com modalidade de despacho tipos IA ou IIA comprometidas com leilões de energia nova/existente realizados de 2011 em diante, verificando a média do PLD considerando apenas os períodos de comercialização em que a usina não foi despachada por ordem de mérito, expresso por:

$$PLD\_M\_NDOMP_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} PLD\_NDOMP_{p,s,j}}{\sum_{j \in m} J\_NDOMP_{p,j}}$$

Onde:

$PLD\_M\_NDOMP_{p,m}$  é o Preço Médio Mensal de Liquidação das Diferenças Considerando os períodos de comercialização não despachadas por ordem de mérito de cada parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PLD\_NDOMP_{p,j}$  é o Preço Horário de Liquidação das Diferenças Considerando os períodos de comercialização não despachadas por ordem de mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$J\_NDOMP_{p,j}$  Contador de períodos de comercialização em que a usina não foi despachada por ordem de mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 157.1.1. O PLD considerando o não despacho por ordem de mérito para cada usina térmica com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, comprometidas com leilões de energia nova/existente realizados de 2011 em diante, é calculado conforme seguintes condições:

*Se  $DOMP_{p,j} > 0$ , então:*

$$PLD\_NDOMP_{p,s,j} = 0$$

*Caso Contrário:*

$$PLD\_NDOMP_{p,s,j} = PLD_{s,j}$$

Onde:

$DOMP_{p,j}$  é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD\_NDOMP_{p,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Considerando os períodos de comercialização não despachados por ordem de mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

- 157.1.2. O Contador de períodos de comercialização onde não houve despacho por ordem de mérito para cada usina térmica com modalidade de despacho tipos IA ou IIA, comprometidas com leilões de energia nova/existente realizados de 2011 em diante, é calculado conforme seguintes condições:

*Se  $DOMP_{p,j} > 0$ , então:*

$$J\_NDOMP_{p,j} = 0$$

*Caso Contrário:*

$$J\_NDOMP_{p,j} = 1$$

Onde:

DOMP<sub>p,j</sub> é o Despacho por Ordem de Mérito por Preço de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

J\_NDOMP<sub>p,j</sub> Contador de períodos de comercialização em que a usina não foi despachada por ordem de mérito de cada parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

### **Importante:**

Conforme os termos contratuais presentes nos CCEARs por Disponibilidade, o Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada não é apurado para as usinas termelétricas a biomassa com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III. Dessa forma, o Preço de Ressarcimento devido à Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada não é calculado para essas usinas.

158. O Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração é calculado pela diferença positiva entre o Custo Declarado da usina e o Preço de Liquidação das Diferenças do submercado onde está localizada a usina, conforme seguinte equação:

$$P\_RESP_{p,j} = \max \left( 0; (INC_{p,j} - PLD_{s,j}) \right)$$

Onde:

P\_RESP<sub>p,j</sub> é o Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração para cada usina “p”, no período de apuração “j”

INC<sub>p,j</sub> é o Custo Declarado da parcela de usina não hidráulica “p”, por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

159. O Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade é calculado pela diferença entre a receita fixa vinculada ao custo de combustível, ponderada pela inflexibilidade, e o Preço de Liquidação das Diferenças do submercado onde está localizada a usina, conforme seguinte equação:

$$P\_RESP\_INF_{p,t,l,j} = \max \left( 0; \left( \frac{RFIX\_COMB\_A_{p,t,l,m}}{INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}} - PLD_{s,j} \right) \right)$$

Onde:

$P\_RESP\_INF_{p,t,l,j}$  é o Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade para cada usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração “j”

$RFX\_COMB\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$INFLEX\_M\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Inflexibilidade Sazonalizada comprometida com o Produto de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“s” refere-se ao submercado onde está localizada a parcela de usina “p”

#### 4.1.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

<b>Fator de Rateio de Contratos</b>		
$F\_RC_{p,t,l,e,m}$	Descrição	Fator de Rateio de Contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Detalhamento das etapas da atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia através de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
$G_{p,j}$	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custo Declarado da Parcela de Usina Não Hidráulica</b>		
$INC_{p,j}$	Descrição	Declaração do custo associado à produção de cada MWh produzido pela parcela de usina não hidráulica, “p”, com modalidade de despacho tipo IA

	ou IIA, por período de comercialização "j". O valor dessa declaração deverá incorporar todos os diferentes componentes da declaração de preço da usina não-hidráulica
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	ONS
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Inflexibilidade Sazonalizada

<b>INFLEX_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada de cada parcela de usina "p", no mês de apuração "m"
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	ONS
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Inflexibilidade Anual da Usina

<b>INFLEX_A<sub>p,t,f</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Anual da parcela de usina "p", comprometida com um produto "t", do leilão "l", no ano de apuração "f"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto

<b>INFLEX_M_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada destinada ao Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da EPE destinada ao Produto

<b>INFLEX_M_EPE_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Inflexibilidade Sazonalizada proveniente da Empresa de Pesquisa Energética destinada ao Produto de cada parcela de usina "p", comprometida com o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização da Receita Fixa)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de períodos de comercialização no Mês</b>		
M_SPD <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração "m", compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Meses da Vigência do Contrato</b>		
MESES_C <sub>e,f</sub>	Descrição	Refere-se a quantidade de meses nos quais o contrato "e" está vigente, no ano de apuração "f"
	Unidade	n.a
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
PLD <sub>s,j</sub>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s", no período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Anexo - Formação do Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade</b>		
RFIX_COMB_A <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Receita Fixa Atualizada vinculada ao custo do Combustível associado à declaração de inflexibilidade da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de Venda de CCEAR (Atualização do Custo Variável Unitário e da Receita Fixa dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade disponibilidade dos Leilões de

	Energia Nova realizados a partir de 2007 ou dos Leilões de Energia Existente)
Valores Possíveis	Positivos

	<b>Quantidade Total de Submercados</b>	
QT_SUB <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de submercados utilizada para contabilização do mercado no âmbito da CCEE
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### 4.1.3. Dados de Saída do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

	<b>Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças</b>	
PLD_ANUAL <sub>e,f</sub>	Descrição	Preço Médio Anual de Liquidação das Diferenças, do contrato “e” no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas</b>	
PLD_ANUAL_REOL <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Preço de Liquidação das Diferenças Médio Quadrienal utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas</b>	
PLD_QD_REOL <sub>p,t,l,e,q</sub>	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Anual utilizado para valoração do Ressarcimento para as usinas Eólicas, da usina “p”, referente ao produto “t”, negociado no leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f” a ser utilizado no cálculo do quadriênio de apuração “q”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Preço de Ressarcimento devido pela Geração Abaixo da Inflexibilidade Contratada</b>		
<b>PRIC<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Preço utilizado para valorar os ressarcimentos devidos pela parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, em caso de verificação da geração abaixo dos níveis de inflexibilidade contratadas
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração</b>		
<b>P_RESP<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração para cada usina “p”, no período de apuração “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade</b>		
<b>P_RESP_INF<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Preço utilizado no Ressarcimento de Responsabilidade de Geração referente à geração inferior à inflexibilidade para cada usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

## 4.2. ANEXO II – Cálculo das Multas Contratuais

### Objetivo:

Determinar as multas contratuais por descumprimento de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas e por não fechamento do ciclo combinado

### Contexto:

O cálculo das multas por descumprimento de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas e por não fechamento do ciclo combinado é realizado para empreendimentos, eólicos ou a gás natural respectivamente, comprometidos com CCEARs na modalidade disponibilidade provenientes de leilões realizados de 2011 em diante e de 2º Leilão de Fontes Alternativas, obedecendo diretrizes constantes nos referidos contratos.

A [Figura 13](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

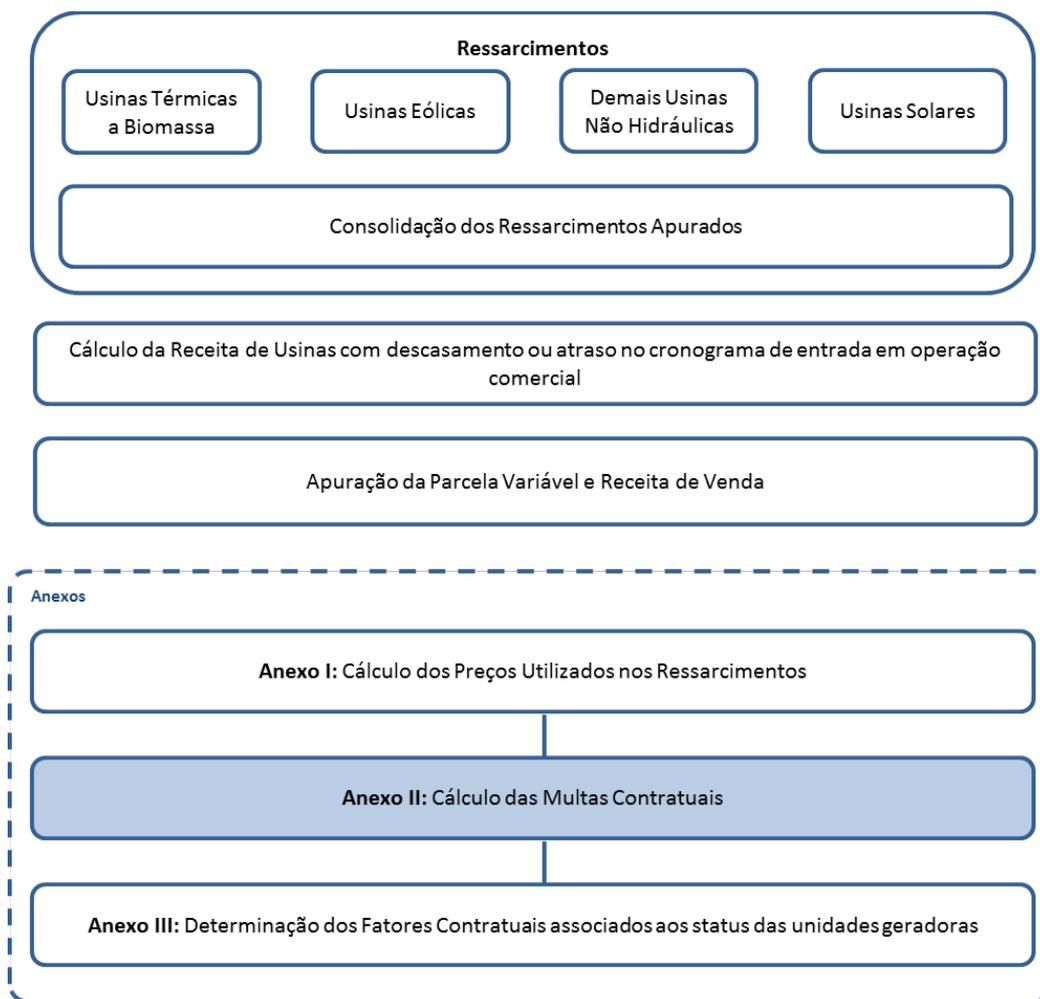


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Receita de Venda de CCEAR”

160. Tendo em vista que a aplicação destas multas se dá de forma mensal, foi convencionado que a contagem de tempo presente nesta metodologia será baseada no arredondamento para cima do número meses abrangidos, não sendo observado o número de dias quando inferior ao mês civil de referência.

#### 4.2.1. Multa Anemométrica

161. Os CCEARs na modalidade por disponibilidade provenientes de fonte eólica contém previsão de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas para com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Em caso de descumprimento da obrigação contratual será aplicada multa referente à medição anemométrica, calculada da seguinte forma:

161.1. A multa anemométrica é aplicada a partir do início de suprimento.

161.2. O descumprimento informado pela EPE pode estar associado a mais de uma incidência e ter referência diferente do mês de apuração

161.3. Para fins de aplicação desta multa, a contagem de tempo presente nesta metodologia será baseada no arredondamento para cima do número meses abrangidos, não sendo observado o número de dias quando inferior ao mês civil de referência.

- 161.4. Caso seja informado pela EPE o descumprimento da obrigação referente ao sistema de medição anemométrica, a Multa Anemométrica será valorada em 1% (um por cento) da Receita Fixa Mensal para cada mês de referência com descumprimento informado, acrescido do montante acumulado não pago dos meses passados, conforme a seguinte equação:

*Para empreendimentos que negociaram no 2º Leilão de Fontes Alternativas:*

$$MULTA\_ANEM\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = MESES\_ATANEM_{p,t,l,m} * 0,01 * RFIX\_CCEAR\_MAP_{p,t,l,e,m}$$

*Para demais empreendimentos:*

$$MULTA\_ANEM\_CCEAR_{p,t,l,e,m} = MESES\_ATANEM_{p,t,l,m} * 0,01 * RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$$

Onde:

$MULTA\_ANEM\_CCEAR_{p,t,l,e,m}$  é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MESES\_ATANEM_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFIX\_CCEAR\_MAP_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Mensal Atualizada e Ponderada da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”

$RFIX\_AP\_D_{p,t,l,e,m}$  é a Receita Fixa Atualizada e Ponderada da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no mês de apuração “m”

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “e”, vinculados à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

#### **Importante:**

Caso a EPE não tenha informado descumprimento ou tenha informado a regularização da obrigação referente ao sistema de medição anemométrica para os meses de referência o valor de  $MESES\_ATANEM_{p,t,l,m}$  será igual a zero.

#### **4.2.2. Multa por não fechamento do ciclo combinado**

162. Para os empreendimentos a Gás Natural, comprometidos com CCEAR na modalidade por disponibilidade, provenientes de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, e que consideram a operação em ciclo combinado no processo de habilitação técnica junto à EPE, deverão promover o fechamento do ciclo combinado da usina até a data definida no contrato, estando sujeito a aplicação mensal de multa por descumprimento de 10% da receita de venda.
163. A multa por descumprimento de fechamento do ciclo até a data limite definida no CCEAR, corresponderá à 10% da Receita de Venda sem Ajustes Financeiros, conforme seguintes condições:

Se no início do mês anterior não tenha ocorrido fechamento do ciclo, e tal mês seja posterior a data limite:

$$MULTA\_CICLO_{p,t,l,e,m} = 0,1 * RV\_SAF_{p,t,l,e,m}$$

Caso contrário

$$MULTA\_CICLO_{p,t,l,e,m} = 0$$

Onde:

$MULTA\_CICLO_{p,t,l,e,m}$  é a Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$RV\_SAF_{p,t,l,e,m}$  é a Receita de Venda sem Ajustes Financeiros da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

#### Importante:

A Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado ( $MULTA\_CICLO_{p,t,l,e,m}$ ) tem como referência o mês anterior ao mês da apuração.

#### 4.2.3. Dados de Saída do Cálculo das Multas Contratuais

<b>Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs</b>		
<b>MULTA_ANEM_CCE</b> <b>AR<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Multa referente ao sistema de medição anemométrica aplicáveis aos CCEARs da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado</b>		
<b>MULTA_CICLO<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	Descrição	Multa referente ao não fechamento de ciclo combinado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.2.1. Dados de Entrada do Cálculo das Multas Contratuais

<b>Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica</b>		
<b>MESES_ATANEM</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Meses
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita de Venda sem Ajustes Financeiros</b>		
<b>RV_SAF</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Receita de Venda sem Ajustes Financeiros da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos

#### 4.3. ANEXO III – Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras

##### Objetivo:

Determinar os fatores contratuais, baseados na capacidade e status das unidades geradoras.

##### Contexto:

Esta etapa determina os fatores, baseados na capacidade, que podem impactar tanto a receita fixa da usina, quanto a entrega de energia no MCP. Tais fatores podem refletir condições contratuais (status apta a entrar em operação comercial ou descasamento), condições físicas (status de operação comercial ou suspensão), ou ainda uma combinação entre eles (atraso e fora de operação comercial).

A [Figura 14](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

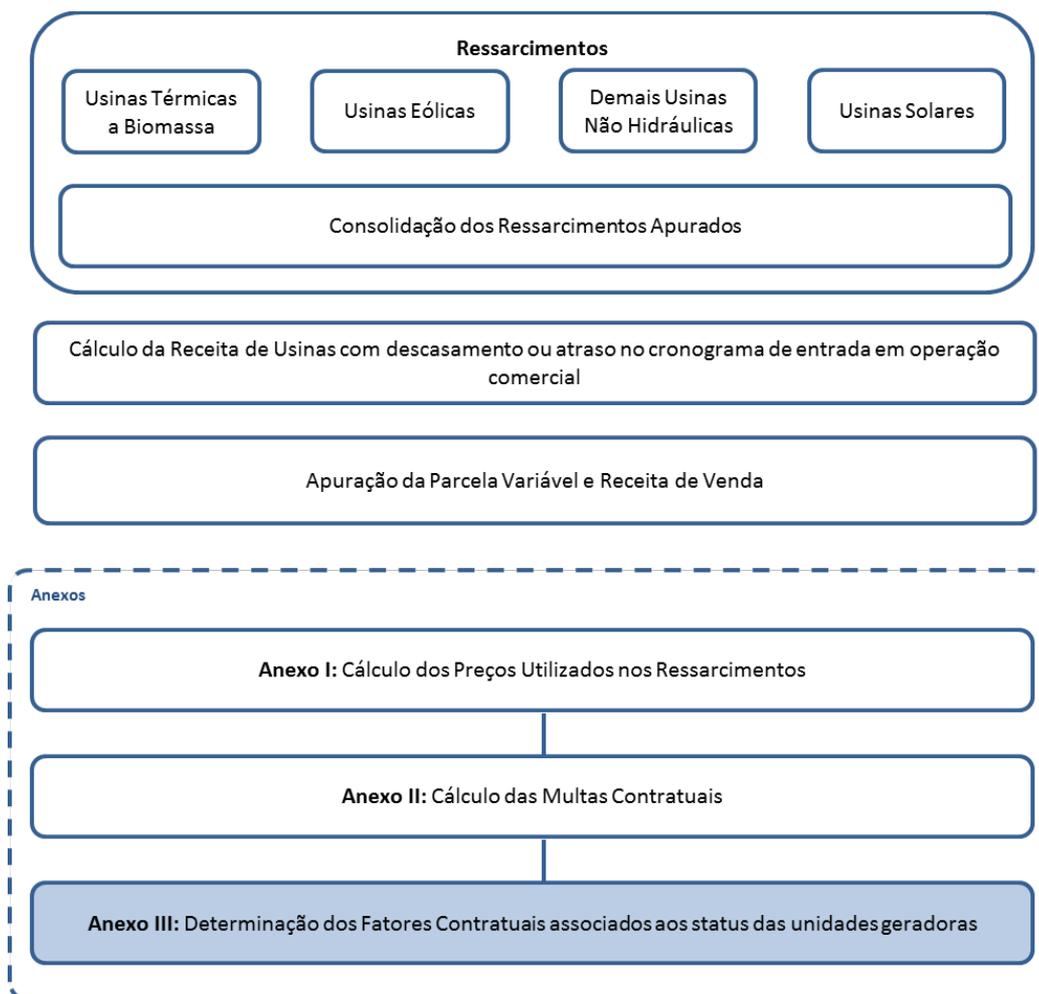


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Receita de Venda de CCEAR"

#### 4.3.1. Determinação dos Fatores Contratuais associados aos status das unidades geradoras

164. O Fator de Operação Comercial Preliminar é obtido pela relação entre a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e a capacidade total associada à garantia física:

$$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada de cada unidade geradora "i", no período de comercialização "j"

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

165. O cálculo do Fator de Suspensão Preliminar é obtido pela relação entre a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e a capacidade total associada à garantia física, conforme seguinte equação:

$$F\_SUSPENS\_PRE_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGS} (CAP_{i,j})}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_SUSPENS\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Suspensão Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

166. Para as usinas comprometidas com os CCEARs por Disponibilidade, o cálculo do Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial é realizado com base na Potência Instalada de cada unidade geradora atestada como apta a entrar em operação comercial e a capacidade total associada à garantia física, expresso por:

$$F\_PAOC_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGACA} (CAP_{i,j})}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_PAOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGACA” é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

167. Para as usinas comprometida comprometidas com os CCEARs por Disponibilidade, provenientes de leilões realizados de 2011 em diante, o Fator de Potência Descasada é obtido em função da razão entre o somatório da potência instalada, referente às unidades geradoras descasadas e a capacidade total associada à garantia física, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_PDESC_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGDESC} (CAP_{i,j})}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F_{PDESC,p,j}$  é o Fator de Potência Descasada da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGDESC” é o conjunto de unidades geradoras descasadas da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

168. O Fator de Potência em Atraso Preliminar determina a proporção de potência passível para determinar o atraso, visto que, caso as unidades geradoras possuam indicação dos status anteriores, não é possível indicar um atraso sobre as mesmas. Assim, o Fator de Potência em Atraso Preliminar é obtido através da diferença entre os fatores obtidos através de outros status, conforme seguinte equação:

$$F_{PATS\_PRE_{p,j}} = \max \left( 0; \left( 1 - F_{SUSPENSA\_PRE_{p,j}} - F_{PDESC_{p,j}} - F_{PAOC_{p,j}} - F_{COMERCIAL\_PRE_{p,j}} \right) \right)$$

Onde:

$F_{PATS\_PRE_{p,j}}$  é o Fator de Potência em Atraso Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{PDESC_{p,j}}$  é o Fator de Potência Descasada da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$F_{SUSPENSA\_PRE_{p,j}}$  é o Fator de Suspensão Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{PAOC_{p,j}}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F_{COMERCIAL\_PRE_{p,j}}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

169. Para determinação dos fatores referentes à Potência em Atraso de usinas comprometidas com CCEARs serão comparadas as unidades geradora em atraso com a proporção de potência passível de ser determinada como atraso, conforme os seguintes comandos e expressões:

- 169.1. O Fator de Potência em Atraso da Usina é obtido pelo menor valor entre Fator de Potência em Atraso Contratual e o Fator de Potência em Atraso Preliminar, de acordo com a seguinte equação:

$$F_{PATS_{p,j}} = \min(F_{PATS\_PRE_{p,j}}; F_{PATS\_CONT_{p,j}})$$

Onde:

$F_{PATS_{p,j}}$  é o Fator de Potência em Atraso da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PATS\_CONT_{p,j}$  é o Fator de Potência em Atraso Contratual da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PATS\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Potência em Atraso Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

- 169.1.1. O Fator de Potência em Atraso Contratual da Usina é obtido em função da razão entre o somatório da potência instalada referente às unidades geradoras em atraso, e a sua capacidade total associada à garantia física, de acordo com a seguinte equação:

$$F\_PATS\_CONT_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in UGATS} (CAP_{i,j})}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Onde:

$F\_PATS\_CONT_{p,j}$  é o Fator de Potência em Atraso Contratual da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Potência Instalada em cada unidade geradora “i”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_p$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”

“UGATS” é o conjunto de unidades geradoras em atraso da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

170. O cálculo do Fator de Potência Fora de Operação Comercial das usinas comprometidas com os CCEARs por Disponibilidade é dado pelo complementar do Fator de Potência em Operação Comercial e do Fator de Potência Apta da usina, expresso por:

$$F\_PFOC_{p,j} = 1 - F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j} - F\_PAOC_{p,j}$$

Onde:

$F\_PFOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_PRE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PAOC_{p,j}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”

#### 4.3.2. Dados de Entrada dos Fatores Contratuais para usinas comprometidas com CCEAR

Capacidade Instalada	
$CAP_{i,j}$	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Descrição

Unidade	MW
Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
Valores Possíveis	Positivos

#### Capacidade Instalada Total Associada a Garantia Física

CAP_T_GF <sub>p,j</sub>	Descrição	Capacidade instalada total associada a Garantia Física da usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

### 4.3.3. Dados de Saída dos Fatores Contratuais para usinas comprometidas com CCEAR

#### Fator de Operação Comercial Preliminar

F_COMERCIAL_PRE <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator de Operação Comercial Preliminar da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Potência Descasada

F_PDESC <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator de Potência Descasada da parcela de usina “p” no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial

F_PAOC <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Potência Fora de Operação Comercial

F_PFOC <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator de Potência Fora de Operação Comercial da usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Fator de Potência em Atraso</b>	
<b>F_PATS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Potência em Atraso da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**ANEXO XIX**  
**Contratação de Energia de Reserva**  
**Versão 2021.2.0**

## **1. Introdução**

**Este módulo envolve:** Todos os agentes de geração vendedores de Energia de Reserva e os agentes com consumo registrado na CCEE.

Com a introdução do Novo Modelo Institucional para o Setor Elétrico, por meio da promulgação da Lei nº 10.848/2004, foi conferida a prerrogativa de o Poder Concedente promover a contratação de reserva de capacidade de geração visando garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

Sem prejuízo do cumprimento da obrigação de apresentar cobertura contratual integral para as necessidades de energia e potência, por parte dos agentes da CCEE que possuem consumo registrado na Câmara, estabeleceu-se que os custos administrativos, financeiros e tributários decorrentes da contratação de Energia de Reserva seriam rateados entre esses agentes com perfil de consumo.

Por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, foi regulamentada a contratação de Energia de Reserva. Em consonância com o propósito dessa contratação, o referido Decreto definiu Energia de Reserva como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim.

De modo a implementar o arranjo comercial/institucional associado à contratação de Energia de Reserva, foi definida a CCEE como entidade responsável pela celebração dos Contratos de Energia de Reserva (CERs), na condição de representante dos agentes de mercado com perfil de consumo, com os agentes vendedores nos Leilões de Energia de Reserva. Assim, torna-se necessária a realização de tarefas, por parte da Câmara, para operacionalizar tais contratos. Ademais, devem ser observadas as diretrizes para a gestão dos recursos financeiros atrelados a esse tipo de contratação.

No Módulo “Contratação de Energia de Reserva”, são apresentados diversos dispositivos relacionados à contratação de Energia de Reserva, tais como a implementação do processo de liquidação financeira das operações relativas à contratação de Energia de Reserva, a realização do cálculo do Encargo de Energia de Reserva (EER), a apuração dos valores monetários associados a ressarcimentos devidos por agentes de geração em função de descumprimento de obrigações previstas no CER, e demais questões voltadas à operacionalização dessa relação contratual que decorre do exercício, por parte do Poder Concedente, da prerrogativa estabelecida no art. 3º da Lei nº 10.848/2004.

A ~~Figura 1~~ **Figura 1** apresenta a relação do módulo de “Contratação de Energia de Reserva” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

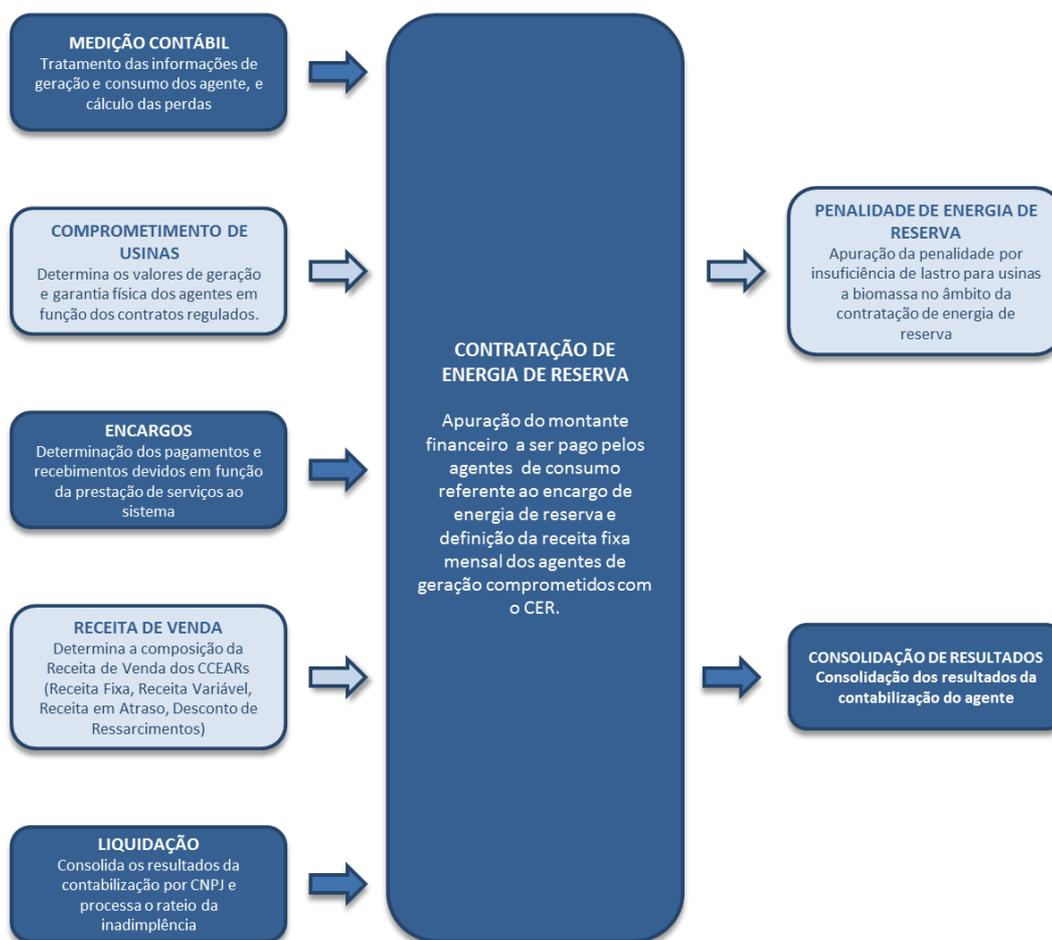


Figura 1: Relação do módulo Contratação de Energia de Reserva com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Contratação de Energia de Reserva”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de determinar os valores monetários que serão considerados no processo de Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Energia de Reserva:

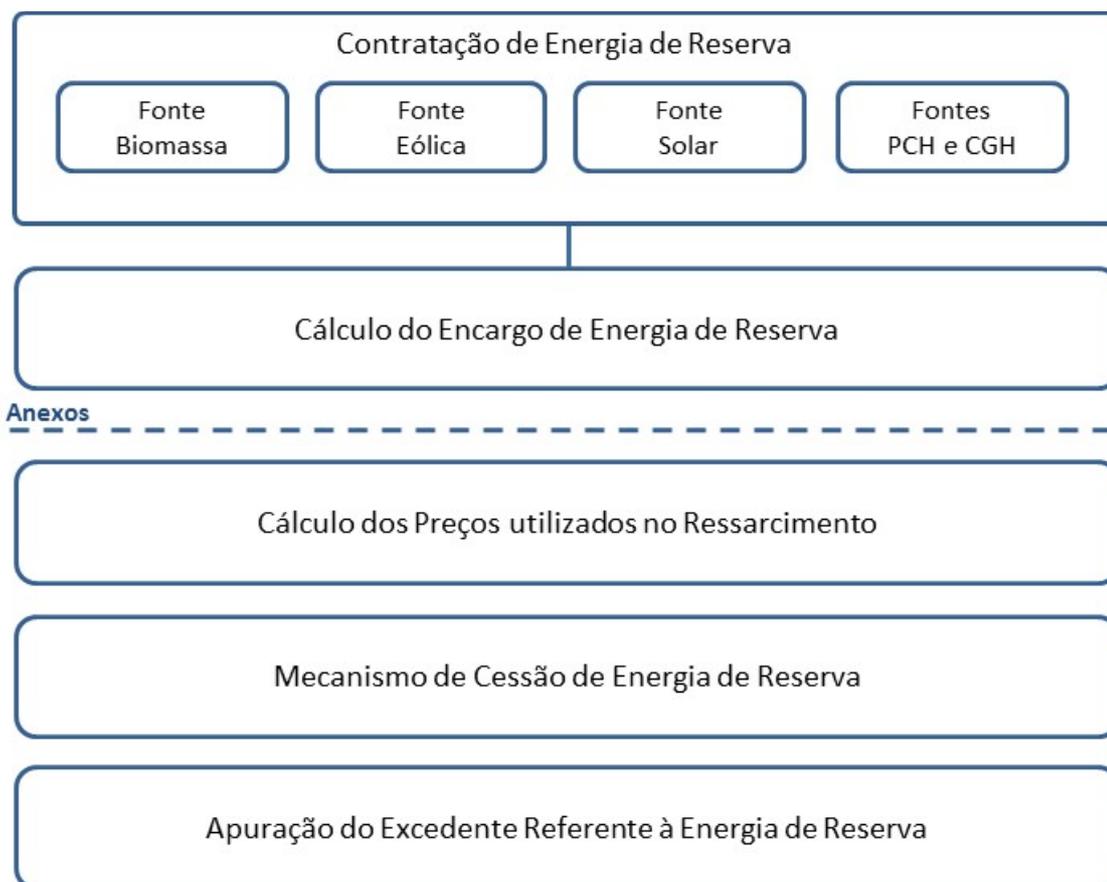


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

### Contratação de Energia de Reserva

- **Fonte Biomassa:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração com fonte à Biomassa, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva.
- **Fonte Eólica:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração de fonte eólica, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva, além da multa por não cumprimento das obrigações referentes a medições anemométricas e climatológicas permanentes dos ventos na área onde se localiza a usina.
- **Fonte Solar:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração de fonte solar, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva.
- **Fonte PCH e CGH:** essa etapa apresenta o cálculo do montante financeiro a ser pago ou recebido dos empreendimentos de geração de fonte PCH e CGH, comprometidos com a contratação de Energia de Reserva, conforme estabelecido em cada CER, para fins de apuração do Encargo de Energia de Reserva.

## Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

Essa etapa apresenta o cálculo do valor do encargo a ser pago pelos agentes com consumo registrado na CCEE, relativo à contratação de Energia de Reserva.

### Anexo

- **Cálculo dos Preços utilizados no Ressarcimento:** nessa etapa é obtido o valor utilizado no cálculo do ressarcimento a ser promovido pelo Agente Vendedor de Energia de Reserva, em função do descumprimento de obrigações estabelecidas no CER.
- **Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva:** nessa etapa são estabelecidos os montantes passíveis de cessão de energia e de energia/lastro, bem como os efeitos das negociações bilaterais realizadas.
- **Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva:** nessa etapa são apurados, os eventuais montantes financeiros excedentes que se referem à formação da Conta de Energia de Reserva (CONER), provenientes de sobras apuradas após o pagamento dos Encargos de Energia de Reserva, assim como a estimativa dos encargos a serem pagos em futuras liquidações.

### 1.1.2. Mecanismo da Contratação de Energia de Reserva

Como ressaltado, o objetivo da contratação de Energia de Reserva é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, por meio da contratação de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração especificamente destinados para esta finalidade.

Nos meses em que há geração nas usinas comprometidas com CER, observado o período de apuração da entrega da energia contratada, a energia produzida será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP). Sendo a receita auferida com essa liquidação repassada a um agente virtual, o Agente associado à Contratação de Energia de Reserva (ACER), para posteriormente ser destinada à CONER, para fins de composição dos recursos financeiros necessários para cobertura dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

Em decorrência dos leilões, os agentes vendedores de energia de reserva celebram o Contrato de Energia de Reserva (CER) com a CCEE, sendo a Câmara uma instituição que representa todos os agentes de mercado que possuem consumo registrado na CCEE, agentes esses chamados de Usuários de Energia de Reserva. Conforme definido em regulamentação específica na Resolução Normativa nº 337, de 2008, Usuário de Energia de Reserva pode ser um agente de distribuição, consumidor livre, consumidor especial, autoprodutor na parcela da energia adquirida, agente de geração com perfil de consumo ou agente de exportação que seja agente da CCEE.

Com o propósito de disciplinar a relação entre a CCEE e o Usuário de Energia de Reserva e, conseqüentemente, consolidar o arranjo comercial associado à contratação de Energia de Reserva, a CCEE celebra, com cada Usuário de Energia de Reserva, o Contrato de uso de Energia de Reserva (CONUER), cujo modelo foi aprovado pela ANEEL e consta em regulamentação específica do Anexo da Resolução Normativa nº 337, de 2008.

Para cobrir os custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, foi criado um encargo específico, o Encargo de Energia de

Reserva (EER), pago por todos os agentes da CCEE que se enquadram como Usuários de Energia de Reserva.

Dado que a CCEE participa, de forma ativa, da estrutura formada para implementação e operacionalização desse tipo de contratação, uma parcela dos recursos financeiros obtidos com o recolhimento do EER é destinada para cobertura dos custos de natureza administrativa, financeira e tributária incorridos pela CCEE nesse processo. Importa destacar que tais custos são aprovados pela ANEEL, por meio de resolução homologatória.

Os recursos financeiros envolvidos na contratação de Energia de Reserva são administrados pela CCEE mediante gestão da CONER, e todos esses valores monetários integram o processo de Liquidação Financeira Relativa à Contratação de Energia de Reserva. Pelo fato de que a CCEE é parte do CER, a CCEE é responsável pelo lançamento, na referida liquidação financeira, dos valores monetários devidos aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva.

A [Figura 3](#) apresenta os dispositivos contratuais e financeiros decorrentes da contratação de Energia de Reserva.

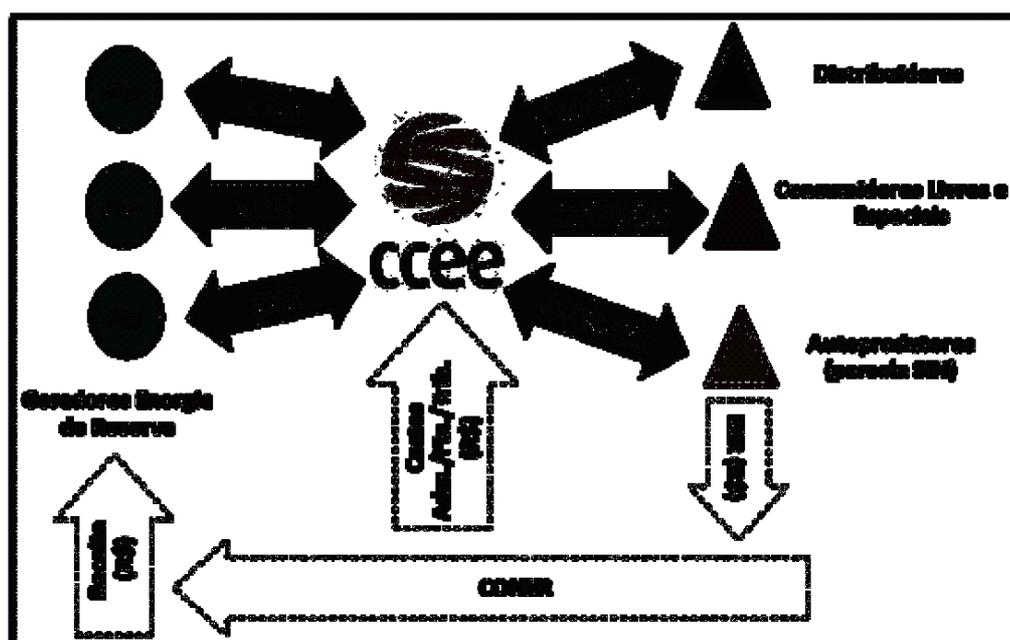


Figura 3: Contratos e fluxo financeiro decorrentes da contratação de Energia de Reserva

Com relação ao rateio dos custos decorrentes da contratação de Energia de Reserva, a parcela devida individualmente pelos Usuários de Energia de Reserva é obtida em base anual, de acordo com os dados de medição do consumo registrados na CCEE para efeito de Contabilização do MCP nos últimos doze meses. É considerado, nesse rateio, os montantes de geração provenientes dos empreendimentos de autoprodução e produção independente destinados ao atendimento de unidades de consumo correlatas.

Com o intuito de mitigar o efeito de uma eventual inadimplência no recolhimento do EER, algo que poderia impactar o pagamento devido ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, destina-se uma parcela da CONER para constituição do Fundo de Garantia.

Na Liquidação de Energia de Reserva pode ocorrer a situação em que o saldo existente na CONER seja superior ao necessário para pagamento dos valores devidos aos geradores, sem a necessidade de cobrança de EER em determinado mês, ocasionando a manutenção de valores monetários não utilizados na CONER, que permanecem imobilizados até a próxima liquidação de Energia de Reserva. Tal situação é mais comum em cenários de PLD elevado, ou com alto volume de geração, as duas variáveis fundamentais a influenciar o resultado do ACER. Além disso, segundo a dinâmica da contratação de Energia de Reserva, geradores que não entregam o montante de energia comprometido nos contratos devem restituir o equivalente financeiro da energia não entregue por meio de ressarcimentos, creditados na CONER. Tal dinâmica também pode contribuir para a formação de excedentes na conta.

Dessa forma, eventuais sobras existentes na CONER devem ser restituídas aos pagadores que contribuíram para formar o saldo da conta, ou seja, os Usuários de Energia de Reserva. Essa restituição se dá em parte pelo excedente verificado na Liquidação de Energia de Reserva, após o pagamento das receitas devidas aos vendedores em CERs, como também pelo excedente estimado a partir do resultado do ACER no MCP, que indica a alta probabilidade desse resultado ser motivador de excedentes na conta. Para isso, no módulo “Consolidação de Resultados” é necessária a informação dos pagamentos realizados no âmbito da contratação de Energia de Reserva para se obter a base para a previsão. O módulo “Contratação de Energia de Reserva” então calcula os custos incorridos no mês de apuração para fornecer essa informação ao cálculo da estimativa de excedentes da CONER.

A [Figura 4](#) ilustra o fluxo de financeiros associados à CONER.

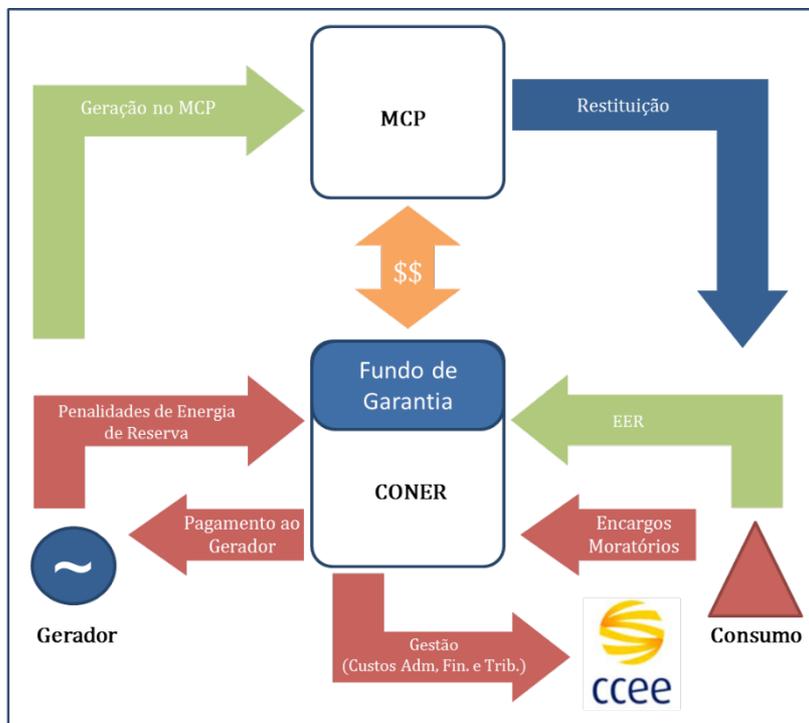


Figura 4: Fluxo de recursos financeiros da CONER

As penalidades de Energia de Reserva indicadas na [Figura 4](#) também se referem a descumprimentos do Agente Vendedor de Energia de Reserva de obrigações estabelecidas no CER. Tais penalidades são apuradas, conforme estabelecido no CER, sendo abatidas diretamente do pagamento

devido ao agente, de acordo com prazos previstos nas Regras e Procedimentos de Comercialização específicos.

Já os eventuais encargos moratórios previstos como créditos da CONER, se referem à cobrança de multa e juros dos Usuários de Energia de Reserva inadimplentes no recolhimento do EER.

### **1.1.3. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina Biomassa**

Uma vez consagrados vencedores do Leilão de Energia de Reserva, os empreendimentos de geração firmam com a CCEE o Contrato de Energia de Reserva (CER), por meio do qual se comprometem a entregar o montante de energia contratada no período estabelecido no contrato mediante geração de energia proveniente de suas usinas ou por meio de cessão de energia, proveniente de outros vendedores do mesmo leilão, originária de mesma fonte, localizada no mesmo submercado e desde que ambos os empreendimentos envolvidos estejam em operação comercial ou cuja entrada em operação comercial apresente atraso inferior a 12 meses, contado do início de suprimento do CER.

A entrega da energia contratada mediante geração ou aquisição de cessão será apurada após o término do período de apuração da entrega.

A cessão pode ser caracterizada em duas modalidades: (i) a que envolve energia/lastro, e (ii) a que envolve somente energia.

O montante de energia que poderá ser objeto de cessão de energia/lastro corresponderá ao menor valor entre a geração destinada ao ACL no mês e a garantia física no ACL.

A apuração do montante de energia passível de cessão na modalidade energia corresponde à geração destinada ao ACL no mês, superior ao montante de energia correspondente à garantia física anual do empreendimento, em MWh. Como a cessão é baseada na geração efetiva da usina, caso o empreendedor opte por realizar uma cessão nesta modalidade, haverá reflexo no montante total que poderá ser cedido na modalidade energia/lastro.

Os montantes adquiridos de cessão têm finalidades distintas para cada modalidade:

- (i) Cessões de energia/lastro, além de compensarem o montante de energia não entregue ao CER, também influenciam na apuração da Penalidade por Insuficiência de Lastro para Venda no Âmbito da Contratação de Energia de Reserva;
- (ii) Cessões de energia, somente compensam o montante de energia não entregue ao CER por insuficiência de geração.

Cabe destacar, que a transferência de energia por meio do mecanismo de cessão será negociada de forma bilateral, entre os agentes vendedores de Energia de Reserva.

### **1.1.4. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina Eólica**

A apuração da Entrega da Energia Contratada para usinas eólicas possui algumas particularidades dadas as incertezas relacionadas a sua produção de energia.

Uma delas é a Contratação de Energia por Quadriênio, além do montante anual de entrega. Por conta disto, foi criada a Conta de Energia, que consiste em uma faixa de tolerância compreendida de 90% (limite negativo inferior) a 130% (limite positivo superior) do montante anual contratado.

Dessa forma, as usinas eólicas comprometidas com CER possuem duas apurações, uma anual, realizada ao final do ano contratual, e outra quadrienal, realizada após o término do quadriênio.

Na apuração anual é calculado o Ressarcimento devido à geração inferior ao limite, caso a geração anual se apresente abaixo do limite inferior da Conta de Energia ou é calculada a Receita Variável de Excedente, caso a geração anual exceda o limite superior da Conta de Energia.

Já na apuração quadrienal, é verificada a situação da Conta de Energia, e caso o saldo seja negativo, é calculado o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia, caso contrário, sendo o saldo positivo, a usina pode optar por: (i) repassar este saldo para o quadriênio seguinte; (ii) realizar cessão de energia quadrienal para outros empreendimentos eólicos do mesmo leilão; (iii) receber a Receita Variável por Saldo Acumulado.

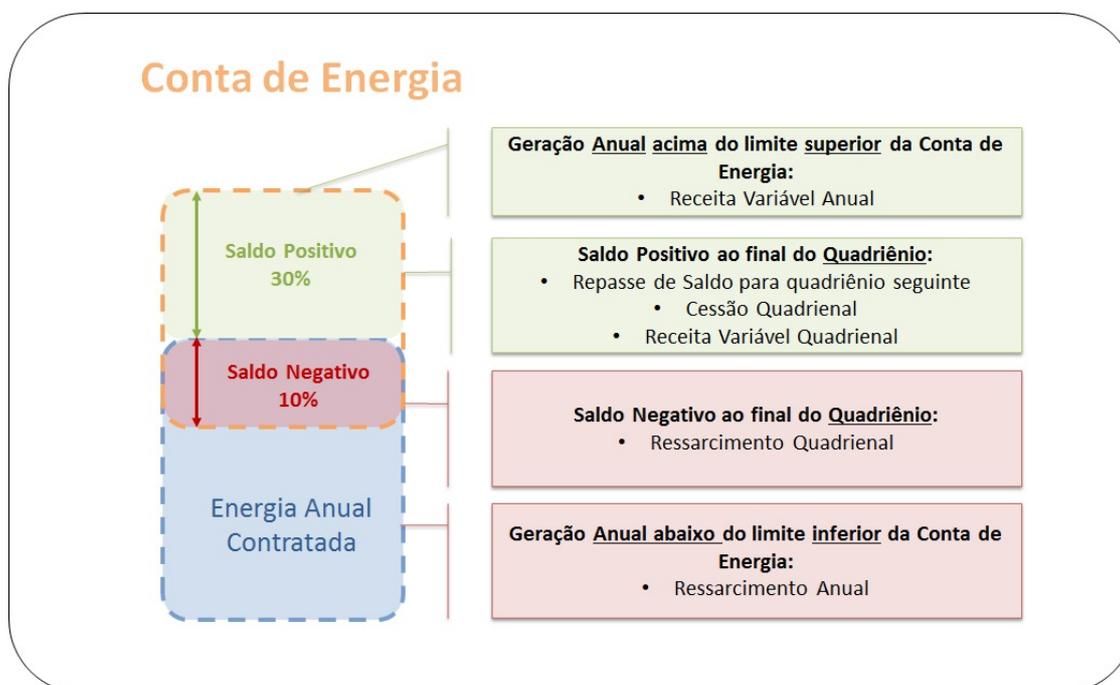


Figura 5: Conta de Energia Fonte Eólica

### 1.1.5. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina Solar Fotovoltaica

A apuração da Entrega da Energia Contratada para usinas solares possui algumas particularidades, dadas as incertezas relacionadas a sua produção de energia.

Uma delas é o montante anual de entrega. Por conta disto, foi criada a Conta de Energia, que consiste em uma faixa de tolerância compreendida de 90% (limite negativo inferior) a 115% (limite positivo superior) do montante anual contratado.

Dessa forma, as usinas solares comprometidas com CER possuem apuração anual, realizada ao final do ano contratual. Nesta apuração é calculado o Ressarcimento devido à geração inferior ao limite, caso

a geração anual se apresente abaixo do limite inferior da Conta de Energia ou é calculada a Receita Variável, caso a geração anual exceda o limite superior da Conta de Energia.

Ainda na apuração anual, é verificada a situação da Conta de Energia.

Em caso de saldo negativo acima do limite inferior da Conta de Energia, é calculado Ressarcimento. Já nas situações de saldo negativo dentro do limite inferior da Conta de Energia, é calculado Ressarcimento com acréscimo de 6% (seis por cento).

Em contrapartida, casos de saldo positivo, estando este acima do limite superior da Conta de Energia, é calculado o reembolso proporcional à esta ultrapassagem, valorada a 30% do valor estipulado em contrato.

Já em casos de saldo positivo dentro do limite superior da Conta de Energia, poderá ser, segundo critério do vendedor, objeto de: (i) repasse para o ano contratual seguinte na condição de crédito de energia; (ii) cessão para outro vendedor no mesmo Leilão, comprometido com a contratação de Energia de Reserva proveniente da mesma fonte, com saldo acumulado negativo; ou, (iii) liquidação no âmbito do contrato.

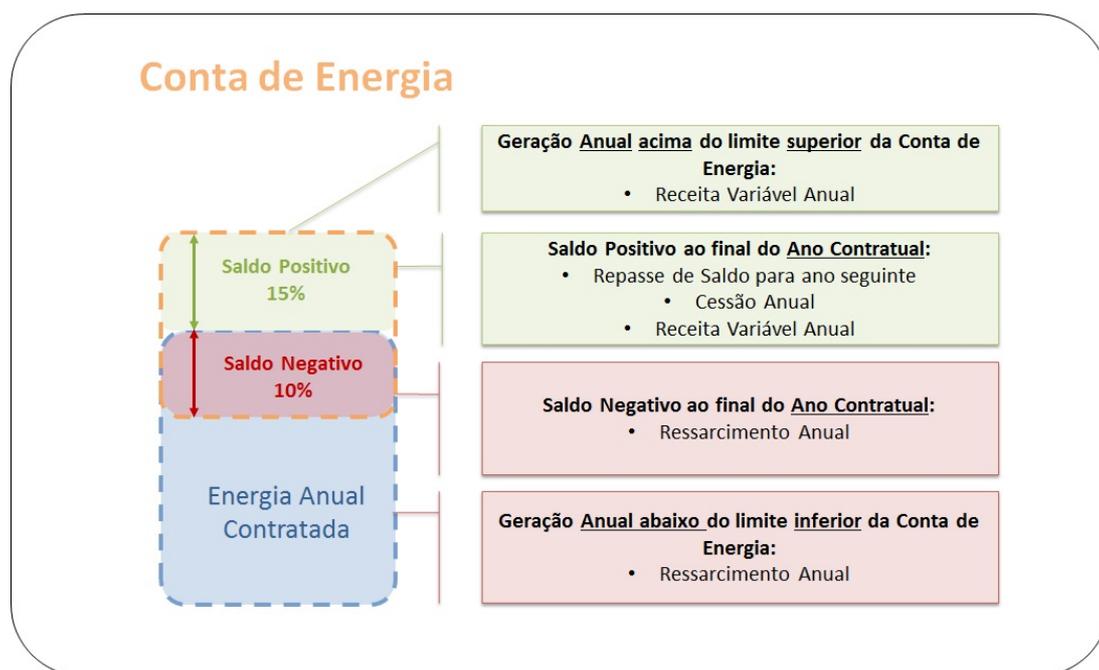


Figura 6 - Conta de Energia - Fonte Solar

#### 1.1.6. Apuração da Entrega da Energia Contratada para Usina PCH e CGH

A apuração da Entrega da Energia Contratada para usinas PCHs e CGHs contratadas a partir do 10º LER possui algumas particularidades, dadas as incertezas relacionadas a sua produção de energia.

Uma delas é a Contratação de Energia por Quinquênio, além do montante anual de entrega. Por conta disto, foi criada a Conta de Energia, que consiste em uma faixa de tolerância compreendida de 90% (limite negativo inferior) a 110% (limite positivo superior) do montante anual contratado.

Dessa forma, as usinas eólicas-PCH e CGHs comprometidas com CER possuem duas apurações, uma anual, realizada ao final do ano contratual, e outra quinquenal, realizada após o término do quinquênio.

Na apuração anual é calculado o Ressarcimento devido à geração inferior ao limite, caso a geração anual se apresente abaixo do limite inferior da Conta de Energia ou é calculada a Receita Variável de Excedente, caso a geração anual exceda o limite superior da Conta de Energia.

Já na apuração quinquenal, é verificada a situação da Conta de Energia, e caso o saldo seja negativo, é calculado o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia, caso contrário, sendo o saldo positivo, a usina pode optar por: (i) repassar este saldo para o quinquênio seguinte; (ii) realizar cessão de energia quinquenal para outros empreendimentos hidráulicos do mesmo leilão; (iii) receber a Receita Variável por Saldo Acumulado.

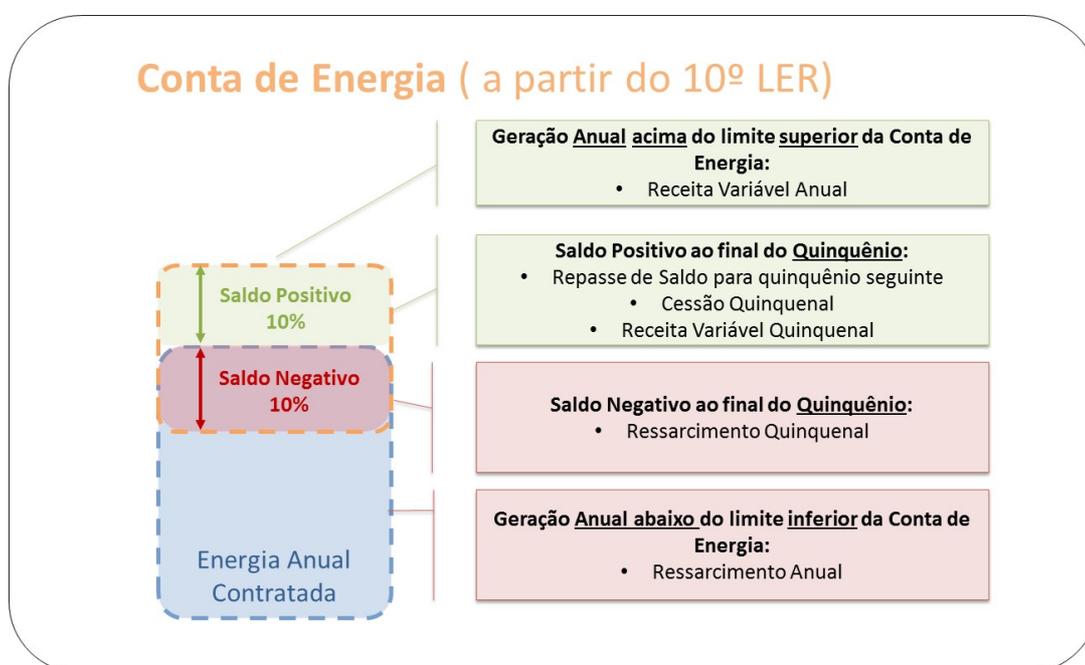


Figura 7 - Conta de Energia – Fonte PCH e CGH

### 1.1.7. Mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

A energia efetivamente produzida por usinas que venderam nos Leilões de Energia de Reserva é contabilizada no âmbito do Mercado de Curto Prazo e liquidada a fim de transferir a receita dessa geração à CONER.

Uma vez que a apuração de Energia de Reserva deve considerar somente dados já contabilizados e liquidados no Mercado de Curto Prazo, há um descasamento entre os dois processamentos.

O mês da apuração do Encargo de Energia de Reserva difere do mês de referência da contabilização do MCP em dois meses, em virtude dos prazos estabelecidos para esse processamento nos Procedimentos de Comercialização.

Tal descasamento impacta o momento do cálculo dos ressarcimentos de empreendimentos de fonte biomassa, bem como das apurações anuais e quadrienais para empreendimentos eólicos, pois são necessários os dados de todos os meses compreendidos no período a ser apurado.

Dessa forma as informações contabilizadas em determinado mês “m” no MCP terão efeitos somente no mês de apuração de Energia de Reserva “m+2”. Assim os acrônimos utilizados neste módulo que têm origem em módulos do MCP, terão mês de referência “m-2”, para que o último dado contabilizado e liquidado seja utilizado corretamente, conforme ilustram as [Figura 8](#) [Figura 8](#), [Figura 10](#) [Figura 10](#):

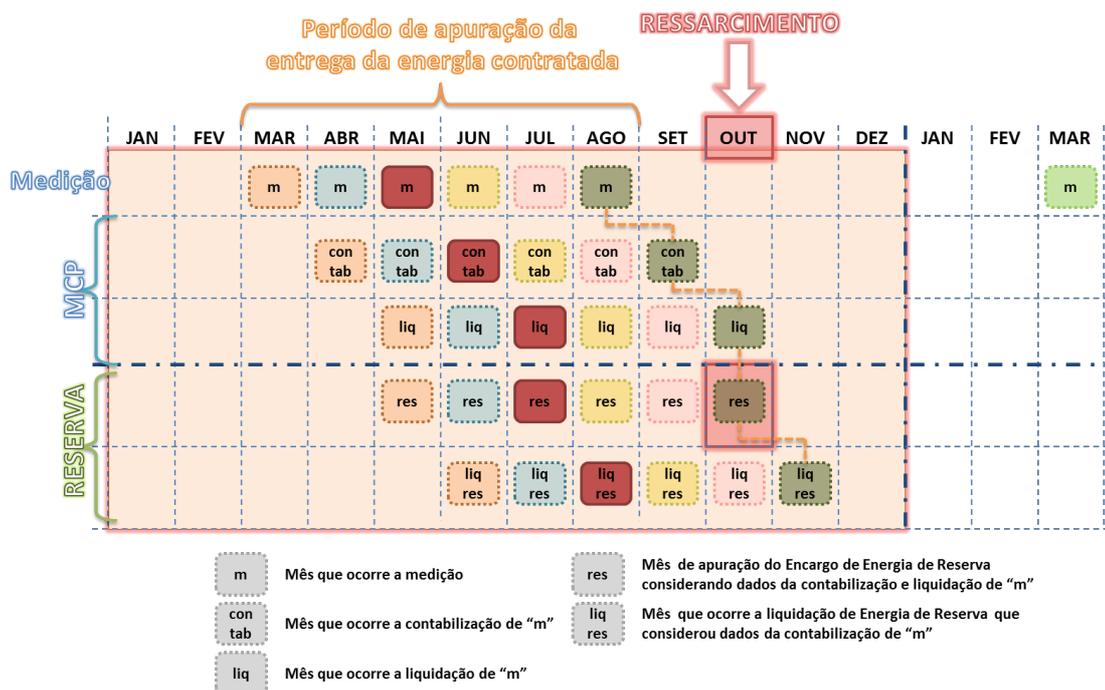


Figura 8: Exemplo de apuração de energia de reserva para empreendimento biomassa

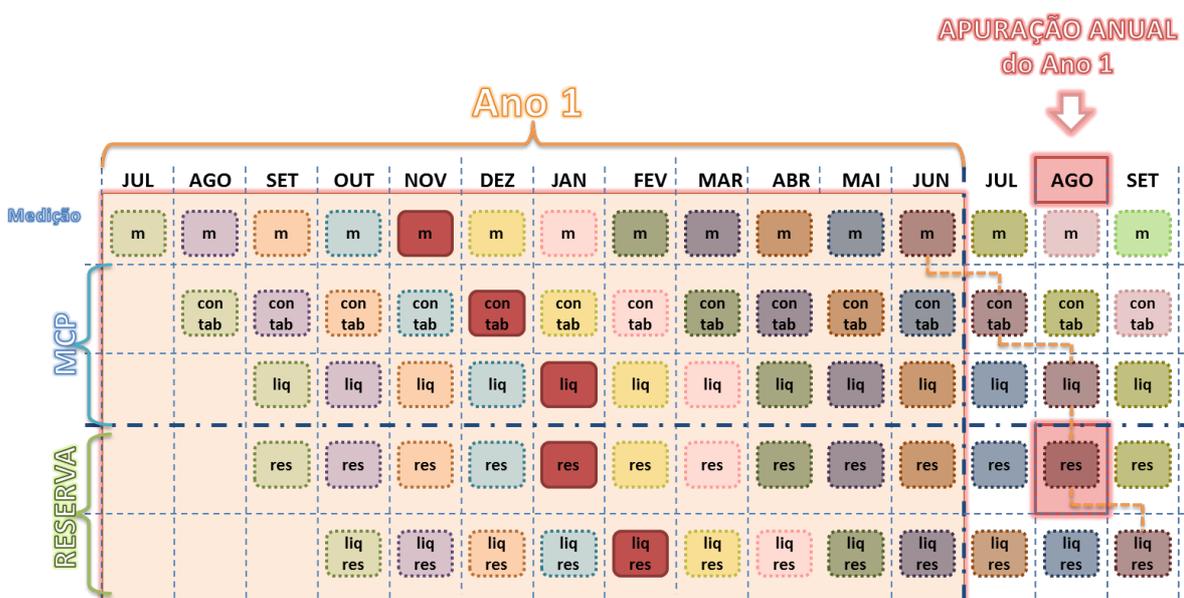


Figura 9: Exemplo de apuração de energia de reserva para empreendimento eólico (apuração anual)

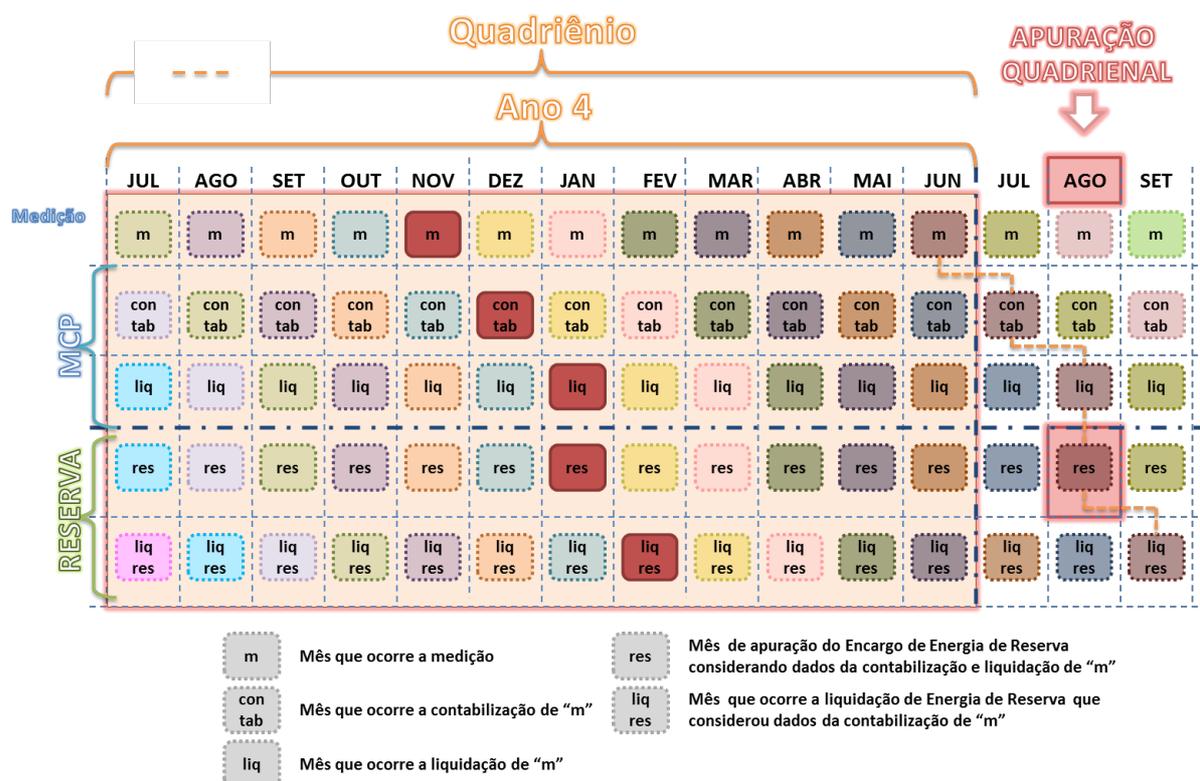


Figura 10: Exemplo de apuração de energia de reserva para empreendimento eólico (apuração quadrienal)

### 1.1.8. Ano de apuração "f<sup>CER</sup>"

O Ano de apuração "f<sup>CER</sup>" é o ano civil do mês em que tem início o pagamento da receita de venda. Como esta receita é composta de 12 parcelas iguais, referente a um pagamento anual, esses meses têm como referência o mesmo ano de apuração "f<sup>CER</sup>", ainda que determinado mês ultrapasse o ano civil seguinte.

O Ressarcimento é uma apuração conforme dispositivo contratual, que tem como principal objetivo um acerto financeiro em virtude da diferença positiva, entre o montante contratado e o montante gerado entregue, no período de apuração correspondente à receita fixa anual paga.

Como visto anteriormente, há descasamento de 2 meses entre esta apuração e a apuração do MCP, de modo que o cálculo do ressarcimento somente se dá quando os dados do último mês do período de apuração da entrega da energia contratada estão disponíveis.

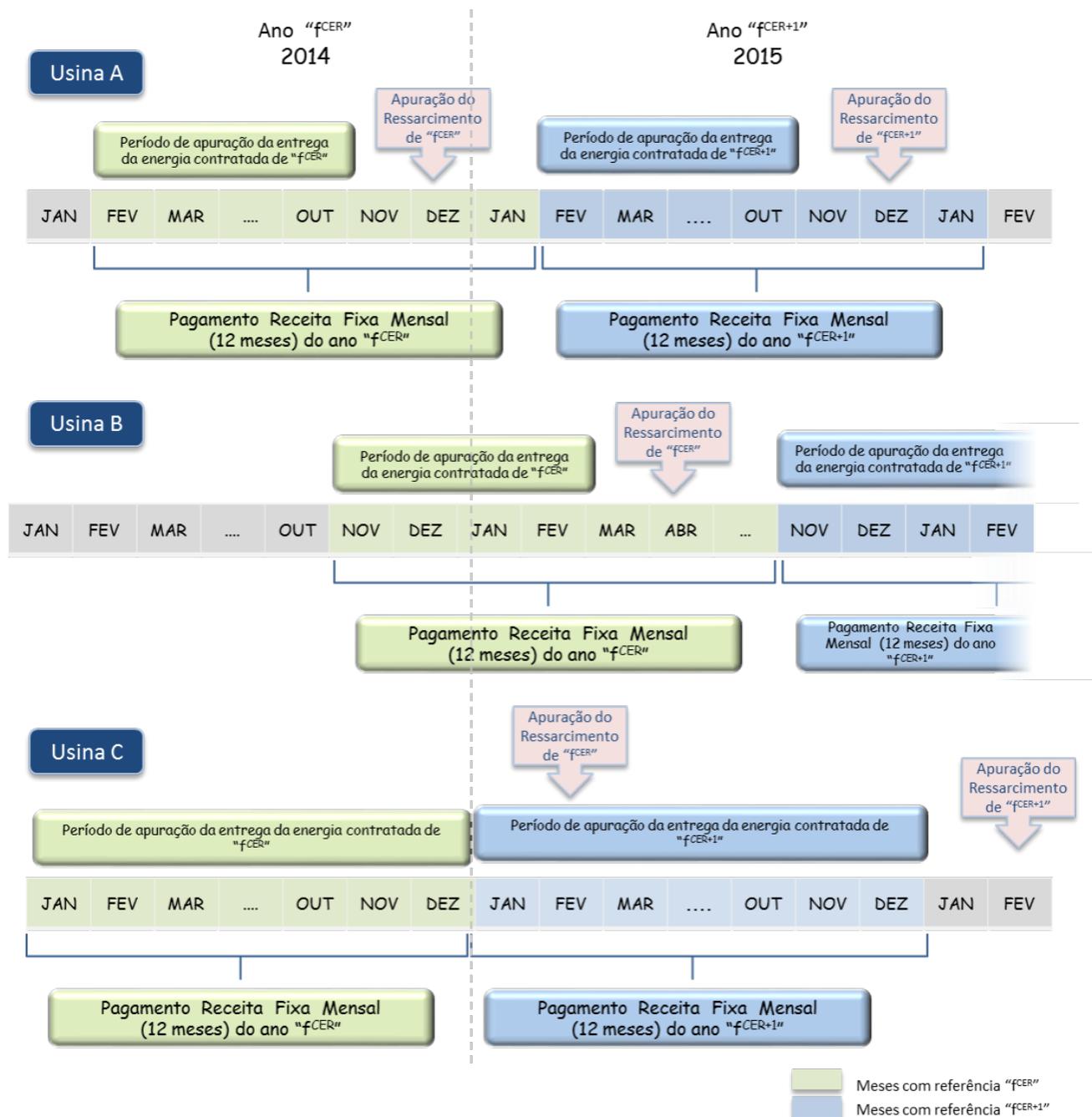


Figura 11: Período de apuração da entrega da energia contratada e mês de apuração do Ressarcimento

**Importante:**

A apuração do ressarcimento será feita após conhecidos os valores referentes à contabilização do Mercado de Curto Prazo do mês de encerramento do período de apuração da entrega da energia contratada estabelecida no CER.

## 2. Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratação de Energia de Reserva”, apresentando o tratamento dado às disposições pertinentes à contratação de energia proveniente dos empreendimentos de geração de energia elétrica, consagrados vencedores nos Leilões regulados, que são promovidos pela Aneel para contratação de Energia de Reserva, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. Fonte Biomassa

#### Objetivo:

Determinar a Receita Fixa Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração à Biomassa, consagrados vencedores dos Leilões Regulados para Contratação de Energia de Reserva.

#### Contexto:

Determinar a Receita Fixa Líquida, consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A [Figura 12](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

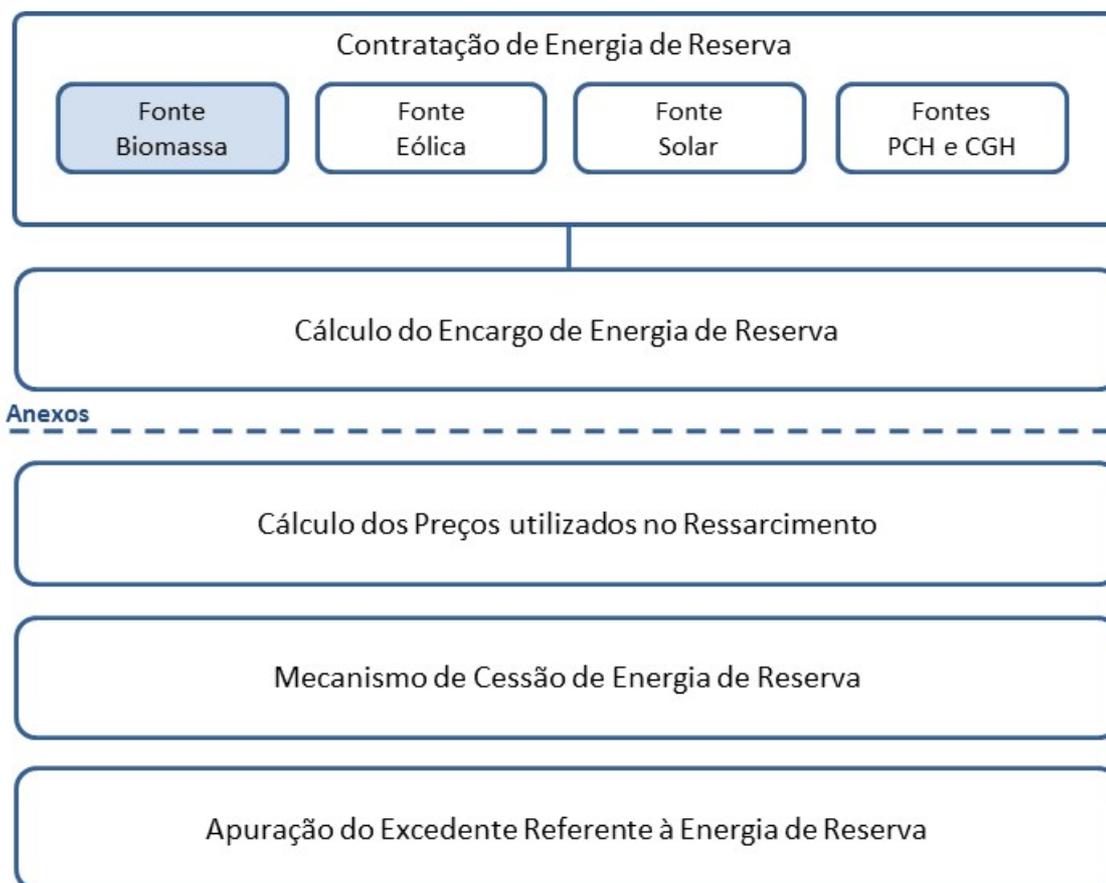


Figura 12: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

### 2.1.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Biomassa

#### Determinação da Receita de Venda

1. As Receitas de Venda estabelecidas no CER, correspondem à remuneração a ser recebida pelo agente vendedor de Energia de Reserva pelo comprometimento da entrega da energia elétrica contratada nas condições definidas no contrato, sendo composta por Receita Antecipada, se o caso, e Receita Fixa.
  - 1.1. Para os empreendimentos comprometidos com o 1º leilão de Energia de Reserva a Receita de Venda corresponde ao valor da Receita Fixa Mensal, conforme estabelecido no CER.
  - 1.2. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, as Receitas de Venda serão obtidas a partir da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre (i) o montante de energia entregue pela usina no período de antecipação; ou (ii) o montante de energia anual contratada, conforme estabelecido no CER.

#### Reajuste da Receita Fixa Anual

2. As Receitas Fixas dos empreendimentos comprometidos com CER do 1º Leilão de Energia de Reserva, serão reajustadas anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, respeitado o período mínimo de 12 meses contados da realização do leilão. O Reajuste da Receita Fixa Anual do CER é realizado de acordo com a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”, corresponder ao mês de reajuste da receita fixa anual da usina definido no contrato:*

$$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RF\_CER_{p,t,l,f^{CER}} * \left( \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

*Caso Contrário:*

$$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m-1}$$

Onde:

$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RF\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Receita Fixa Anual de Referência, estabelecida no CER, para remuneração da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração “m”

“ml” refere-se ao mês base estabelecido no contrato

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

**Importante:**

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculada a Receita Fixa Anual Atualizada ( $RFA\_CER_{p,t,l,m}$ ) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira, após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

- 2.1. Para empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, a Receita Fixa Anual Atualizada é determinada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de energia contratado anual, conforme segue:

$$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 2.1.1. Os Preços de Venda estabelecidos para os empreendimentos comprometidos com CER do 3º LER em diante, serão reajustados anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, conforme a expressão que segue:

*Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”, corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:*

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PV\_CER_{p,t,l} * \left( \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

*Caso Contrário:*

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PVA\_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado do CER da parcela de usina “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PV\_CER_{p,t,l}$  é o Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração “m”

“ml” refere-se ao mês base estabelecido no contrato

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ( $PVA\_CER_{p,t,l,m}$ ), utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência, para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

### **Receita Antecipada**

3. Os empreendimentos de geração, comprometidos com o 3º Leilão de Energia de Reserva, em diante, que iniciarem sua operação comercial em data anterior ao início do suprimento, e que optarem pela ampliação deste período, receberão mensalmente, como Receita de Venda, o montante financeiro correspondente a Receita Antecipada, até que se inicie o período de suprimento estabelecido no CER.
- 3.1. A Receita Antecipada é calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre a energia gerada pela usina no período que antecede ao início do suprimento, limitada pelo montante de energia contratada para o terceiro ano do período de apuração da entrega da energia do CER, conforme expressão que segue:

*Se o mês de apuração “m-2” for anterior ao início do suprimento do CER, então:*

$$RANT\_CER_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} G\_PROD_{p,t,l,j} * PVA\_CER_{p,t,l,m-2}$$

*Caso Contrário*

$$RANT\_CER_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RANT\_CER_{p,t,l,m}$  é a Receita Antecipada da parcela de usina “p”, associada ao produto “t”, do leilão “l”, para o mês de apuração “m”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PVA\_CER_{p,t,l,m-2}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o Preço de Venda Atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER.

### **Receita Fixa Mensal**

4. Pela disponibilização da energia contratada nos termos do CER, os empreendimentos de geração farão jus ao recebimento, mensal, da Receita Fixa Mensal, que corresponderá ao montante financeiro equivalente a um duodécimo da Receita Fixa Anual Atualizada.
5. A Receita Fixa Mensal corresponde a um doze avos do valor da Receita Fixa Anual Atualizada, e será obtida de acordo com a seguinte expressão:

$$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{12}$$

Onde:

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Receita de Venda Mensal**

6. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, será realizada na forma de Receita de Venda, obtida conforme a seguinte expressão:

$$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RANT\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RFAM\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RANT\_CER_{p,t,l,m}$  é a Receita Antecipada da parcela de usina “p”, associada ao produto “t”, do leilão “l”, para o mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Determinação da Receita Fixa Retida**

7. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja compatível com a obrigação de entrega de energia no montante de energia negociado no Leilão.
8. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data programada, a Receita Fixa Mensal poderá ser retida, por determinação da ANEEL no caso de usinas comprometidas com o 1º Leilão de Energia de Reserva, durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, a partir da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal será realizado conforme a determinação em cada CER:
  - 8.1. Será considerada como usina em operação comercial para fins da retenção da Receita Fixa Mensal, aquela comprometida com o 1º ou 3º LER que possuir pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês de apuração.
  - 8.2. Para as usinas comprometidas com o 4º LER em diante, o lançamento da Receita Fixa Mensal será feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina.
  - 8.3. A liberação dos valores monetários associados à Receita Fixa Retida, ocorrerá no mês em que for apurado o ressarcimento previsto no CER de entrega de energia em montante inferior à energia contratada. Será utilizada juntamente com a Receita Fixa Mensal atualizada, referente ao mês de apuração para obter o valor final devido ao Agente Vendedor de Energia de Reserva. Nos meses que seguem à apuração do ressarcimento contratual, a Receita Fixa Mensal será paga ao Agente mesmo que o empreendimento ainda esteja em fase de implantação, sendo retomada a retenção da receita fixa mensal a partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada subsequente.
  - 8.4. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) não possui nenhuma unidade geradora em operação comercial no mês; ou (ii) cujo cronograma de implantação encontra-se incompatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Fixa Retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês de pagamento do Agente Vendedor de Energia de Reserva for anterior ao mês de apuração do ressarcimento e ambos se referirem a um mesmo ano de entrega “f<sup>CER</sup>”:

$$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} + RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Caso contrário

$$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

RF\_RET<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

RFAM\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### Importante:

Excepcionalmente, para o primeiro mês de cada período de apuração da entrega de energia, “f<sup>CER</sup>”, definido no CER, o valor inicial da Receita Fixa Retida do mês anterior (RF\_RET<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m-1</sub>) receberá o valor igual a zero.

- 8.5. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) possui pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês; ou (ii) cujo cronograma de implantação encontra-se compatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Fixa Retida será obtida de acordo com a seguinte expressão:

Se o mês de pagamento do Agente Vendedor de Energia de Reserva for anterior ao mês de apuração do ressarcimento e ambos se referirem a um mesmo ano de entrega “f<sup>CER</sup>”:

$$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} + RET\_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m} - ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m}$$

Caso contrário

$$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

RF\_RET<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RET\_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Retenção Proporcional da Receita Fixa da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

Excepcionalmente, para o primeiro mês de cada período de apuração da entrega de energia ao CER “f<sup>CER</sup>”, definido no CER, o valor inicial da Receita Fixa Retida do mês anterior ( $RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1}$ ) receberá o valor igual a zero.

A Receita Fixa não será retida se a ANEEL identificar que a usina está apta a entrar em operação comercial e as instalações de transmissão/ distribuição necessárias para o escoamento da energia se encontrarem em atraso, exceto no caso de alteração, solicitada e/ou causada pelo VENDEDOR.

- 8.5.1. Para o empreendimento comprometido com o 4º LER em diante, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial, até que a usina se encontre com potência em operação comercial igual à sua capacidade total. Dessa forma, a Retenção Proporcional da Receita Fixa é determinada conforme a seguinte expressão:

*Se o produto for referente ao 4º LER:*

$$RET\_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m} = (RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * F\_PFOC\_M_{p,m})$$

*Caso contrário*

$$RET\_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RET\_OPCOM_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Retenção Proporcional da Receita Fixa da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

8.5.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, para empreendimentos comprometidos com o 4º LER, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F\_PFOC\_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_PFOC\_RES_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

F\_PFOC\_M<sub>p,m</sub> é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

F\_PFOC\_RES<sub>p,j</sub> é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

M\_SPD<sub>m</sub> é a Quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração “m”

8.5.1.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial de Usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que não está em operação comercial ou atestada pela Aneel como apta, conforme a seguinte equação:

$$F\_PFOC\_RES_{p,j} = \max(0; 1 - F\_PAOC\_RES_{p,j} - F\_COMERCIAL\_RES_{p,j})$$

Onde:

F\_PFOC\_RES<sub>p,j</sub> é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_PAOC\_RES<sub>p,j</sub> é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

F\_COMERCIAL\_RES<sub>p,j</sub> é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

8.5.1.1.1.1. O Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva representa a proporção de potência da usina que está apta a entrar em Operação Comercial, expresso por:

$$F\_PAOC\_RES_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGACA} (CAP_{i,j})}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)}\right)$$

Onde:

F\_PAOC\_RES<sub>p,j</sub> é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGACA” é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

8.5.1.1.1.2. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, expresso por:

$$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”. Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

### Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

- Ao longo do período de suprimento o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente das usinas comprometidas com CER ou por meio da cessão de energia e/ou energia/lastro. A verificação de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração, sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração. Para os CERs, os ressarcimentos devidos pelo Agente Vendedor de Energia de Reserva, são determinados em função da entrega da energia no período estabelecido no CER e compostos pelos seguintes comandos e expressões:

#### **Importante:**

A apuração do ressarcimento será feita após conhecidos os valores referentes à contabilização do mercado de curto prazo do mês de encerramento do período de apuração da entrega da energia contratada estabelecida no CER.

- 9.1. Para as usinas comprometidas com CER, será verificado se a geração realizada no período de apuração da entrega da energia estabelecido no CER foi em montante suficiente para atendimento ao compromisso contratual. Caso seja constatada entrega de energia em montantes inferiores aos da energia contratada e não tenha havido a transferência de energia por meio do mecanismo de cessão, o Agente Vendedor de Energia de Reserva ficará sujeito aos ressarcimentos previstos em cláusula específica do CER.
- 9.2. As usinas que integrarem o mesmo CER terão a verificação de atendimento ao compromisso contratual apurado de forma global, isto é, a indisponibilidade será verificada tendo como base: (i) a geração realizada deste conjunto de usinas; (ii) a cessão total de energia e/ou energia/lastro; e (iii) a quantidade de energia não entregue involuntariamente; que serão averiguadas durante o período de apuração da entrega da energia contratada, estabelecida no CER.
- 9.3. Na apuração global do atendimento ao CER, a energia não entregue involuntariamente, corresponderá à indisponibilidade das usinas, motivada pelo atraso da entrada em operação das instalações de distribuição ou de transmissão da rede básica, necessárias para o escoamento da energia produzida pelas usinas, quando verificado pela Aneel. Neste caso, as usinas comprometidas com o mesmo CER deverão estar aptas a entrar em operação comercial.
10. A Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, corresponde ao efetivo volume de energia passível de ressarcimento pelo agente vendedor, dado pelo Déficit de Energia para Atendimento do CER não atendido pela sobra de outras usinas do CER, como prevê a legislação aplicável a estes contratos.
- 10.1. O montante total de energia não fornecida pelas parcelas de usina comprometidas com o mesmo CER, é obtido a partir da diferença entre: (i) a quantidade total de energia comprometida com CER; e (ii) o total de geração destinada para atendimento ao contrato; descontada a energia que deixou de ser gerada em função de fatores não gerenciáveis pelos Agentes Vendedores comprometidos com aquele CER, e a quantidade de energia adquirida por meio do mecanismo de cessão, conforme expressão que segue:

*Se o mês de apuração “m” corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:*

$$\begin{aligned}
 &TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \\
 &= \max \left( 0; \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right. \\
 &\quad \left. - \left( \sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} (GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m-2} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m-2}) \right) \right. \\
 &\quad \left. - \sum_{p \in PCER} QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}} - \sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} CE_{pcd,pcs,t,l,m-2} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m-2} \right) \\
 &\qquad\qquad\qquad pcs = p
 \end{aligned}$$

Onde:

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“CEPCD” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcd” que cederam para a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

10.2. A Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, de cada parcela de usina, é obtida a partir da relação entre a energia contratada pela parcela de usina e o montante total contratado no CER, aplicada sobre o montante total de energia não fornecida pelas usinas comprometidas com o mesmo CER, conforme expressão que segue:

*Se o mês de apuração “m” corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:*

$$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * \frac{QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}}{\sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

11. O cálculo do Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é realizado, no mês de apuração do ressarcimento, com base na Quantidade de Energia não Fornecida ao CER e sua precificação é definida após verificado se a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapassou 10% da Quantidade de Energia Comprometida com o CER. Sendo assim:

11.1. Caso o mês de apuração seja o mês de apuração do ressarcimento associado a um determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, o Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é definido da seguinte forma:

11.1.1. Para os empreendimentos comprometidos com o 1º LER, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o cálculo do Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é precificado ao Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa acrescido de 15%, conforme segue:

Se:

$$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m} > \left( 0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f}^{CER} \right)$$

Então:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m} = 1,15 * VEC\_RF_{p,t,l,f}^{CER,m} * ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$VEC\_RF_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

- 11.1.2. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio acrescido de 15%, conforme segue:

Se:

$$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} > \left( 0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 1,15 * PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

**Importante:**

A apuração da não entrega de energia ao CER levará em consideração a verificação de atendimento ao compromisso contratual apurado de forma global, ou seja, o total de energia não entregue ao CER será comparado com o total de energia contratada por todas as usinas comprometidas com CER.

A quantidade de energia não fornecida ao CER apurada para as usinas integrantes de um mesmo CER, será rateada na proporção da energia contratada.

11.1.3. Para os empreendimentos comprometidos com o 1º LER, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER **não** ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia Não Fornecida ao CER é precificado ao Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa, conforme segue:

Se:

$$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \leq \left( 0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = VEC\_RF_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$VEC\_RF_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

- 11.1.4. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER **não** ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio, conforme segue:

Se:

$$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \leq \left( 0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

- 11.2. Caso o mês de apuração não corresponda ao mês de apuração do ressarcimento associado a um determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é ZERO, expresso por:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

### Determinação da Receita Líquida do Agente

12. Para se estabelecer a Receita Líquida que o Agente Vendedor de Energia de Reserva tem a receber, serão considerados: (i) o valor atualizado da parcela mensal da Receita de Venda; (ii) a adoção do mecanismo de retenção da Receita Fixa em decorrência do estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER; (iii) a aplicação do dispositivo contratual de ressarcimento por entrega de energia em montante inferior à energia contratada; e (iv) os Efeitos do Mercado de Curto Prazo decorrentes do Mecanismo de Cessão.
- 12.1. A Receita Líquida apurada para o agente proprietário de uma usina que apresenta insuficiência de lastro na apuração da penalidade de energia de reserva, poderá sofrer alterações em seu montante devido a tal penalidade.
- 12.2. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) possui pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês; ou (ii) adquiriu energia pelo mecanismo de cessão para atender o compromisso contratual; e/ou (iii) cujo cronograma de implantação encontra-se compatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Líquida Mensal será calculada de acordo com as seguintes expressões:
- 12.2.1. Quando o mês de apuração do encargo **não corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, a receita líquida será obtida na forma que segue:

$$\begin{aligned}
 REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} &= (RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * (1 - F\_PFOC\_M_{p,m})) - TOT\_EMCP\_CED_{p,l,m-2} \\
 &+ ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m} + ADDC\_RECV_{p,t,l,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

$REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EMCP\_CED_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente “pcd”, associada ao produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_RECV_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Devido ao descasamento dos meses de referência na apuração da Energia de Reserva e na contabilização do MCP, o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão, para fonte biomassa, representa o valor financeiro da cessão realizada no mês de apuração “m-2”.

12.2.2. Quando o mês de apuração do encargo **corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, a receita líquida será obtida na forma que segue:

*Se o ressarcimento e a receita de venda total referem-se ao mesmo período de apuração da entrega da energia associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, então:*

$$\begin{aligned} REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} &= RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} \\ &- RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} - TOT\_EMCP\_CED_{p,t,l,m-2} + TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m-2} \\ &+ ADDC\_RECV_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

*Caso Contrário:*

$$\begin{aligned} REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} &= (RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * (1 - F\_PFOC\_M_{p,m})) + ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m} \\ &+ RF\_RET_{p,t,l,f^{CER}-1,m} - RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER}-1,m} - TOT\_EMCP\_CED_{p,t,l,m-2} \\ &+ TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m-2} + ADDC\_RECV_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

Onde:

$REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Total da Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EMCP\_CED_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente “pcd”, associada ao produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_RECV_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAJ, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mp” é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER-1</sup>”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

12.3. Para o empreendimento comprometido com CER que: (i) não possui nenhuma unidade geradora em operação comercial no mês; ou (ii) cujo cronograma de implantação encontra-se incompatível com a obrigação do Agente Vendedor de Energia de Reserva em termos de capacidade de entrega de energia no montante da energia contratada; a Receita Líquida Mensal será determinada de acordo com as seguintes expressões:

12.3.1. Quando o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva **não corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado período do ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, a Receita Líquida será obtida na forma que segue:

*Se o mês de apuração do encargo for anterior ao mês de apuração do ressarcimento, então:*

$$REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

*Caso contrário*

$$REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} = RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + ADDC\_RECV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de

apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

ADDC\_RECVP<sub>p,t,l,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

Após o mês de apuração do valor correspondente ao ressarcimento por entrega de energia em montante inferior à energia contratada, o pagamento da receita fixa mensal será realizado independentemente do estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER, devendo tal pagamento ser efetuado até o término do ano de apuração “f<sup>CER</sup>”.

- 12.3.2. Quando o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva **corresponder** ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, a receita líquida será obtida na forma que segue:

*Se o ressarcimento e a receita de venda total referirem-se ao mesmo período de apuração da entrega da energia associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”:*

$$\begin{aligned} REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} &= RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} - RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \\ &+ TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m-2} + ADDC\_RECVP_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

*Caso Contrário:*

$$\begin{aligned} REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} &= RF\_RET_{p,t,l,f^{CER}-1,mp} - RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER}-1,m} + TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m-2} \\ &+ ADDC\_RECVP_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

Onde:

REC\_LIQ<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é a Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”.

RVET\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

RF\_RET<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

RESS\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período

de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

TOT\_EMCP\_CES<sub>p,t,l,m</sub> é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

ADDC\_RECV<sub>p,t,l,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m” “mp” é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER-1</sup>”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

13. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes a reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT\_ER_{p,t,l,m} = REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} + DIF\_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

TOT\_ER<sub>p,t,l,m</sub> é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

REC\_LIQ<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é o Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

DIF\_REAP<sub>p,t,l,m</sub> é a Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 2.1.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fontes Biomassa, PCH e CGH

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD		
ADDC_G_TOT_CER <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda</b>		
<b>ADDC_RECVP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial</b>		
<b>ADDC_REAP_OPCO M<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total associada à Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada à Garantia Física da usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Cessão de Energia negociado bilateralmente</b>		
<b>CE<sub>p,c,d,pc,st,t,l,m</sub></b>		

	Descrição	Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Montante de Cessão de Energia e Lastro negociado bilateralmente

<b>CEL<sub>pcd,pcst,t,l,m</sub></b>	Descrição	Cessão de Energia e Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Diferença de Reapuração de Energia de Reserva

<b>DIF_REAP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Geração Destinada para Atendimento ao Produto

<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Mensal para Atendimento ao Produto</b>		
<b>GM_PROD_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) utilizado para atualização monetária da receita fixa do CER, no mês de reajuste anual “m”, estabelecido no CER.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Venda de Referência do CER</b>		
<b>PV_CER<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos
<b>PVM_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub></b>	<b>Preço de Venda Médio do CER</b>	

Descrição	Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina, “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo I - Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER)
Valores Possíveis	Positivos

#### Quantidade de Energia Comprometida com CER

QEC_CER <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente

QANG_INV <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Comprometida com o CER não gerada para a parcela de usina termelétrica a biomassa “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” no período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”. Essa variável contempla apenas a energia que deixou de ser gerada não gerenciável pelo agente proprietário pelo empreendimento, contemplado neste aspecto desde o atraso na entrada em operação das instalações de distribuição ou transmissão das quais depende a usina, até os montantes de energia não entregues devido à redução da geração das usinas por necessidade sistêmica, em obediência a um comando do ONS.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

RF\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>

**Receita Fixa Anual de Referência do CER**

Descrição	Receita Fixa Anual de Referência estabelecida no CER para remuneração da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do primeiro leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
Unidade	R\$/ano
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

#### Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa

VEC_RF <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub>	Descrição	Preço apurado ao longo de um mês de apuração “m”, segundo a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER associada à parcela de usina “p” termelétrica a biomassa, para cada produto “t”, do primeiro leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, para fins de cálculo de eventuais ressarcimentos devidos
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo I - Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Deduzido do Cedente

TOT_EMCP_CED <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente “pcd”, associada ao produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Creditado ao Cessionário

TOT_EMCP_CES <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao
---------------------------------	-----------	---

	produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fontes Biomassa

<b>Preço de Venda Atualizado</b>		
<b>PVA_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Receita Líquida do Empreendimento à Biomassa</b>		
<b>REC_LIQ<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub></b>	Descrição	Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração de entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Receita Fixa Retida do Empreendimento à Biomassa</b>		
<b>RF_RET<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub></b>	Descrição	Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do primeiro leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento à Biomassa</b>		
<b>RFA_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do primeiro leilão “l”, para o

	período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”
Unidade	R\$/ano
Valores Possíveis	Positivos

#### Receita de Venda Total do Empreendimento à Biomassa

RVET_CER <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub>	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Valor Total Apurado de Energia de Reserva

TOT_ER <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Fonte Eólica

### Objetivo:

Determinar a Receita de Venda Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração de fonte eólica, consagrados vencedores de Leilão Regulado para Contratação de Energia de Reserva, produto de fonte eólica.

### Contexto:

Determinar a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A [Figura 13](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

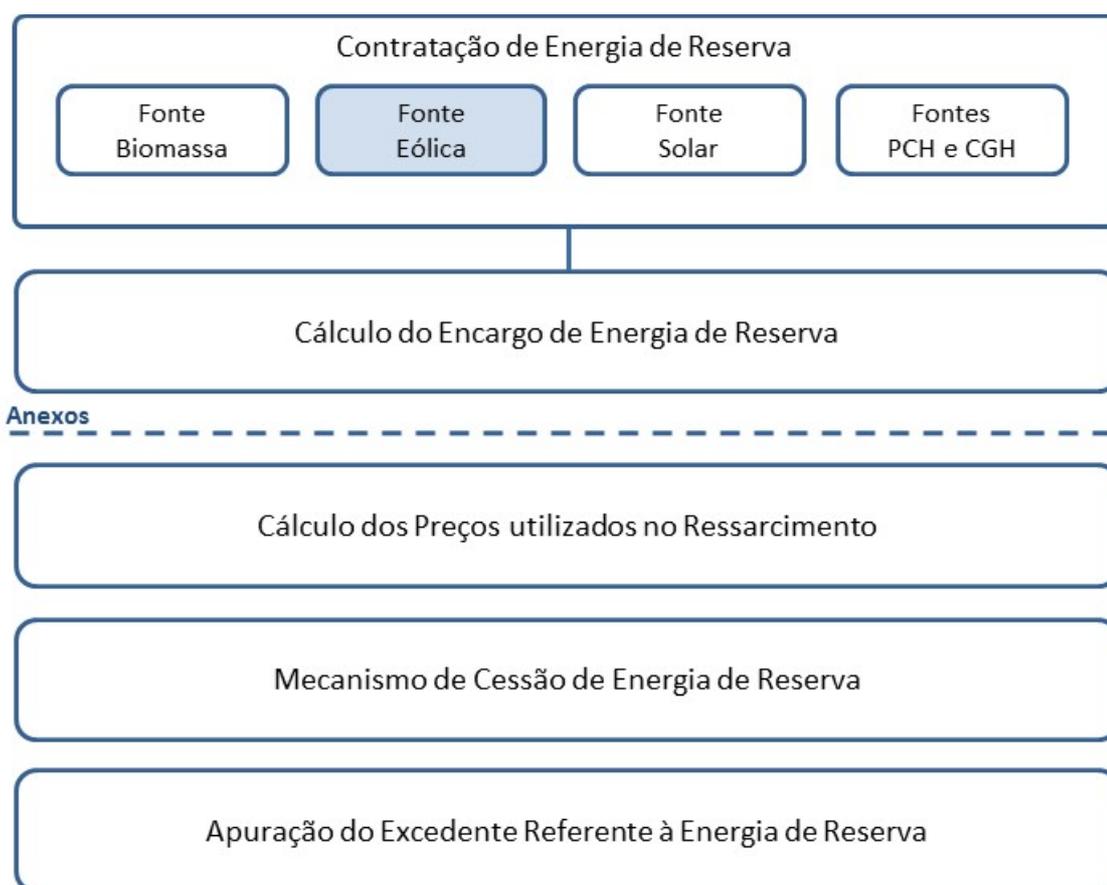


Figura 13: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

### 2.2.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

#### Determinação da Energia Contratada

14. O montante de Energia de Reserva contratada de fonte eólica é definido por quadriênio, ou seja, para cada período de 4 (quatro) anos, compreendidos no período de suprimento, haverá um montante de energia contratada a ser entregue pelo agente vendedor de Energia de Reserva. Os quadriênios estão estabelecidos em cada CER.
- 14.1. Para empreendimentos vencedores do 5º Leilão de Energia de Reserva em diante, a energia contratada no Quadriênio será estabelecida em função do montante de energia contratada no leilão pelo Agente Vendedor, de acordo com as seguintes expressões:

$$ECQ_{p,t,l,q} = ECQL_{p,t,l}$$

Onde:

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$ECQL_{p,t,l}$  é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

**Importante:**

Este cálculo é realizado no primeiro mês de apuração de cada quadriênio.

14.2. Para os demais empreendimentos, no primeiro quadriênio a energia contratada será estabelecida em função do montante de energia contratado no leilão pelo Agente Vendedor, enquanto que, para os demais quadriênios será aplicado o dispositivo da reconciliação contratual, ou seja, a energia contratada será revisada para o menor valor entre: (i) valor médio da geração realizada desde o início do 1º quadriênio até o término do quadriênio anterior; e (ii) o montante de energia contratada reconciliada; de acordo com as seguintes expressões:

*Se for o primeiro quadriênio:*

$$ECQ_{p,t,l,q} = ECQL_{p,t,l}$$

*Caso contrário:*

$$ECQ_{p,t,l,q} = \min(GMR_{p,t,l,q}; ECQR_{p,t,l,q}; ECQL_{p,t,l})$$

Onde:

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$ECQL_{p,t,l}$  é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$GMR_{p,t,l,q}$  é a Geração Média de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$ECQR_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada Reconciliada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

**Importante:**

Este cálculo é realizado no primeiro mês de apuração para o primeiro quadriênio e no segundo mês do primeiro ano de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio.

14.2.1. A geração média de Energia de Reserva realizada desde o início do 1º quadriênio até o final do quadriênio anterior é calculada da seguinte forma:

$GMR_{p,t,l,q}$

$$= \frac{\sum_{qd} \left( \sum_{j \in q} G\_PROD_{p,t,l,j} + \sum_{m \in q} ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} + ENF\_DFR_{p,t,l,q} + \sum_{f^{CER} \in q} ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER}} \right)}{\sum_{qd} Q\_HORAS_q}$$

Onde:

$GMR_{p,t,l,q}$  é a Geração Média de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ENF\_DFR_{p,t,l,q}$  é a Energia não fornecida devido a Dados Faltantes para Energia Reconciliada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$Q\_HORAS_q$  é a quantidade de horas do quadriênio “q”

“qd” é o conjunto de quadriênios decorridos, assume valores de 1 a “q-1”

### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, utilizando dados dos quadriênios anteriores.

O acrônimo  $ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

A quantidade de horas do quadriênio considera o período completo de quatro anos do contrato original, independente de postergação do início de suprimento.

- 14.2.2. Apenas para fins da energia reconciliada, será apurada uma energia não fornecida devido a dados faltantes, considerando eventual período de postergação de início e atraso da entrada em operação comercial. Cabe ressaltar, que no caso de atraso parcial os dados

faltantes serão estimados a partir da geração estimada. Assim a Energia não fornecida devido aos Dados Faltantes, será apurada conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 ENF\_DFR_{p,t,l,q} &= \sum_{m \in q} \sum_{j \in CDF\_EAPT} DISP\_M_{p,m} * UXP\_GLF_{p,j} \\
 &+ \sum_{j \in PARC\_OPCOM} \left( G\_PROD_{p,t,l,j} * \left( \left( \frac{CAP\_T_j}{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}} \right) - 1 \right) \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$ENF\_DFR_{p,t,l,q}$  é a Energia não fornecida devido a Dados Faltantes para Energia Reconciliada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$DISP\_M_{p,m}$  é Disponibilidade Mensal de Entrega de Energia definida no CER da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_j$  é a Potência Instalada Total da parcela de usina “p”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“CDF\_EAPT” é o Conjunto de Dados Faltantes, que corresponde ao período compreendido entre o início do quadriênio e a data de entrada de operação em comercial, excluindo o período considerado como apta

“PARC\_OPCOM” é o período que a usina está parcialmente em operação, compreendido entre a entrada da primeira unidade em operação comercial até a completa motorização da usina

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

“q” é o quadriênio anterior

#### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, utilizando dados do quadriênio anterior.

14.2.3.

O montante de energia contratada reconciliada correspondente à diferença entre: (i) o montante total de energia contratada no leilão, desde o início do 1º quadriênio até o quadriênio atual, inclusive; e (ii) o montante total de energia contratada calculada para o

período compreendido entre o início do 1º quadriênio até o final do quadriênio anterior; conforme expressão que segue:

$$ECQR_{p,t,l,q} = \frac{(ECQL_{p,t,l} * \sum_{qa} Q\_HORAS_q) - \sum_{qd}(ECQ_{p,t,l,qd} * Q\_HORAS_q)}{Q\_HORAS_q}$$

Onde:

$ECQR_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada Reconciliada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$ECQL_{p,t,l}$  é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$Q\_HORAS_q$  é a quantidade de horas do quadriênio “q”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

“qd” é o conjunto de quadriênios decorridos, assume valores de 1 a “q-1”

“qa” é o conjunto de quadriênios decorridos, incluindo o quadriênio atual, assume valores de 1 a “q”

### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio.

As negociações realizadas por meio do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte Eólica não impactam o cálculo da Energia Contratada Reconciliada ( $ECQR_{p,t,l,q}$ ).

### **Apuração da Conta de Energia**

15. Com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de fonte eólica, foi criada a Conta de Energia, que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulado resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre (i) a energia gerada anual pela usina; e (ii) a energia contratada no período considerado. A apuração do saldo de energia na Conta de Energia, seguirá os seguintes comandos:
  - 15.1. O saldo acumulado na Conta de Energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual, ao final de cada quadriênio, e observará uma Faixa de Tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado.
  - 15.2. A Faixa de Tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento), abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 30% (trinta por cento), acima do valor da energia contratada aplicável ao mesmo período.

- 15.3. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia, ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, será repassada ao Agente Vendedor na forma de Receita Variável por Geração Excedente. Enquanto que a eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia que extrapolar o limite inferior da Faixa de Tolerância, sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue.
- 15.4. Realizado o processo de apuração quadrienal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia remanescente do saldo acumulado contida na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser segundo critério do Agente Vendedor, objeto de:
- repasso para o quadriênio seguinte na condição de crédito de energia;
  - cessão para outros agentes de geração que se sagraram vencedores no mesmo Leilão e necessitam deste mecanismo para mitigar o ressarcimento; ou
  - pagamento de Receita Variável por Saldo Acumulado na Conta de Energia.
- 15.5. Realizado o processo de apuração quadrienal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado contido na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue, considerados os montantes de energia adquiridos por meio do mecanismo de cessão.
- 15.6. Para fins de apuração da conta de energia, considera-se o ano contratual, conforme compreendido no CER.
16. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado, será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quadriênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

*Se o mês do ressarcimento ocorrer no quadriênio seguinte, a partir do segundo quadriênio:*

$$\begin{aligned}
 & DESV\_G_{p,t,l,f^{CER-1}} \\
 &= \left( \sum_{m \in f^{CER-1}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 &- \left( ECQ_{p,t,l,q-1} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M\_HORAS_m \right) + ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER-1}} \\
 &- \left( \sum_{j \in f^{CER}} GFT\_APTA_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} \right)
 \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$\begin{aligned}
 DESV\_G_{p,t,l,f^{CER-1}} &= \left( \sum_{m \in f^{CER-1}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 &- \left( ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M\_HORAS_m \right) + ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER-1}} \\
 &- \left( \sum_{j \in f^{CER}} GFT\_APTA_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$DESV\_G_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

O acrônimo ENF\_DT<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

17. A Faixa de Tolerância, para apuração do saldo acumulado na conta de energia, é formada em seu limite máximo pela Margem Superior e em seu limite mínimo pela Margem Inferior.

17.1. A Margem Superior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_SUP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,3 * ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in q$$

Onde:

$M\_SUP_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

17.2. A Margem Inferior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in q$$

Onde:

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

18. Para cada ano contratual do quadriênio, será apurado o montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER, que será composto pelo desvio de geração anual acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual anterior. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar.
- 18.1. O montante de energia entregue anualmente pelo Agente Vendedor para verificação da Faixa de Tolerância, é calculado da seguinte forma:

$$MEF_{p,t,l,f}^{CER-1} = SCE_{p,t,l,f}^{CER-1} + DESV\_G_{p,t,l,f}^{CER-1} + ADDC\_MEF_{p,t,l,f}^{CER-1}$$

Onde:

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCE_{p,t,l,f}^{CER-1}$  é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f<sup>CER-1</sup>”

$DESV\_G_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ADDC\_MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

19. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, denominado de Saldo da Conta de Energia Preliminar, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} = \max(\min(MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}; M\_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}); -M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}})$$

Onde:

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>"

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>"

$M\_SUP_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>"

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>"

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>" que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

20. Apurado o Saldo da Conta de Energia Preliminar será estabelecido o Saldo da Conta residual conforme os seguintes comandos:

- 20.1. A partir do primeiro ano contratual de cada quadriênio, o Saldo da Conta de Energia Preliminar será transferido para o ano subsequente até o último ano do mesmo quadriênio.

20.2. Ao final do último ano do quadriênio, sendo verificado Saldo da Conta de Energia Preliminar positivo, o Agente Vendedor, poderá estabelecer o quanto do saldo de energia será repassado para a Conta de Energia do quadriênio seguinte, estabelecendo um Montante de Repasse a ser subtraído do saldo acumulado.

20.3. Desta forma, o Saldo da Conta de Energia residual será obtido, conforme a seguinte expressão:

*Se o ano  $f^{CER}$  for o primeiro ano do quadriênio:*

$$SCE_{p,t,l,f^{CER}} = \max \left( 0; \min \left( SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_{CE}_{p,t,l,f^{CER-1}}; MONT_{R}_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

*Caso contrário:*

$$SCE_{p,t,l,f^{CER}} = SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

$$\forall f^{CER-1} \in q - 1$$

Onde:

$SCE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia residual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ”

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ”

$MONT_{CE}_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ”

$MONT_{R}_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual, sendo que tanto o Saldo da Conta de Energia Residual ( $SCE_{p,t,l,f^{CER}}$ ), como o Montante de Repasse ( $MONT_{R}_{p,t,l,f^{CER}}$ ) do primeiro ano contratual serão nulos.

O Montante de Repasse é limitado ao Saldo da Conta de Energia Preliminar disponível para o período  $f^{CER}$ . ( $MONT_{R}_{p,t,l,f^{CER}} + MONT_{CE}_{p,t,l,f^{CER}} \leq SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ ), onde o Fator de Cessão “ $FC_{p,t,l,q}$ ” é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

Para o último ano do último quadriênio do período de suprimento o Montante de Repasse “ $MONT_{R}_{p,t,l,f^{CER}}$ ” será nulo.

### Determinação da Receita de Venda

21. A Receita de Venda estabelecida no CER corresponde à remuneração a ser recebida pelo agente vendedor de Energia de Reserva pelo comprometimento de entrega da energia elétrica contratada nas condições definidas no contrato, sendo composta pela Receita Fixa e pela Receita Variável. Estas serão definidas com base no Preço de Venda, e nos montantes de Energia Contratada e Energia Gerada, conforme estabelecido no CER.

### Reajuste do Preço de Venda

22. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação

*Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”, corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:*

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PV\_CER_{p,t,l} * \left( \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

*Caso Contrário:*

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PVA\_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PV\_CER_{p,t,l}$  é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_m$  é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“ml” refere-se ao mês base estabelecido no contrato

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

**Importante:**

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ( $PVA\_CER_{p,t,l,m}$ ) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

**Receita Fixa**

23. A Receita Fixa corresponderá ao pagamento associado à Energia Contratada, sendo repassada ao Agente Vendedor após iniciado o período de apuração da entrega da energia contratada definido no CER, em doze parcelas.

23.1. A Receita Fixa Anual será calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimentos em antecipação de início de suprimento:*

$$RFA_{p,t,l,m} = ECQL_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

*Para empreendimentos com CER em suprimento:*

$$RFA_{p,t,l,m} = ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RFA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECQL_{p,t,l}$  é a Energia Contratada no Leilão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“q” refere-se ao quadriênio vigente

**Importante:**

O cálculo da Receita Fixa Anual de empreendimentos em antecipação de início de suprimento é necessário para o cálculo da Receita Fixa Mensal e valoração da Multa de Medição Anemométrica.

Para o primeiro mês de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, será utilizado o valor da Energia Contratada do Quadriênio (ECQ<sub>p,t,l,q</sub>) do quadriênio anterior.

23.2. A Receita Fixa Mensal apresenta o valor de Receita Fixa Anual dividido em doze parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual f<sup>CER</sup>, considerando ajuste em caso de reconciliação da energia, para usina, conforme a seguinte expressão:

*Caso o mês de apuração “m” seja o segundo mês do quadriênio, a partir do segundo quadriênio:*

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}} + AJ\_RECONCILIADA_{p,t,l,m}$$

*Para os demais meses:*

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

RF<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

RFA<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

MESES\_FCER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f<sup>CER</sup>”

AJ\_RECONCILIADA<sub>p,t,l,m</sub> é o Ajuste da Receita em Função da Reconciliação Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O cálculo da Receita Fixa Mensal é realizado a partir do início de suprimento, desconsiderando eventual antecipação.

23.3. O Ajuste da Receita em função da Reconciliação Quadrienal ocorre devido ao fato que o cálculo da energia reconciliada é realizado somente no segundo mês do quadriênio ocorrendo descasamento entre a receita paga e a realmente devida. O cálculo do ajuste é realizado a partir do montante de energia reconciliada com o preço de venda atualizado sobre a quantidade de meses do ano de apuração correspondente:

*Caso o mês de apuração “m” seja o segundo mês do quadriênio, a partir do segundo quadriênio:*

$$AJ\_RECONCILIADA_{p,t,l,m} = \frac{(ECQ_{p,t,l,q} - ECQ_{p,t,l,q-1}) * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m * PVA\_CER_{p,t,l,m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

*Para os demais meses:*

$$AJ\_RECONCILIADA_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$AJ\_RECONCILIADA_{p,t,l,m}$  é o Ajuste da Receita em Função da Reconciliação Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$  refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f<sup>CER</sup>”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### **Receita Variável**

24. A Receita Variável corresponderá ao pagamento associado à:

24.1. Energia Gerada nos meses que antecedem ao início do período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER, quando a usina entrar em operação comercial antes do início de suprimento, será alocada de forma compulsória para o contrato.

24.2. Energia referente à parcela de saldo acumulado da Conta de Energia que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.

24.3. Energia referente à parcela do saldo acumulado da Conta de Energia, contida na Faixa de Tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, que não foi objeto de repasse e/ou cessão, conforme apuração realizada ao final de cada quadriênio.

24.4. A Receita Variável, exceto a parcela associada à antecipação, das usinas que tenham celebrado termos aditivos aos respectivos CERs, alterada como indicado na linha de comando 24.7, será apurada considerando o Preço de Liquidação das Diferenças médio do ano contratual anterior.

24.5. A Receita Variável associada à antecipação do início de suprimento é calculada mensalmente em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de geração destinada para atendimento ao CER no período correspondente, conforme expressão que segue:

Se o mês de referência “m-2” for anterior ao período de início de suprimento para usinas comprometidas com LER:

$$RVA_{A_{p,t,l,m}} = \sum_{j \in m-2} (G_{PROD_{p,t,l,j}}) * PVA_{CER_{p,t,l,m-2}}$$

Caso contrário:

$$RVA_{A_{p,t,l,m}} = 0$$

Onde:

$RVA_{A_{p,t,l,m}}$  é a Receita Variável por Antecipação da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G_{PROD_{p,t,l,j}}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PVA_{CER_{p,t,l,m-2}}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

No cálculo da Receita Variável de Antecipação serão considerados os dados de geração da usina e o preço de venda atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro ano contratual do primeiro quadriênio.

No caso de usinas comprometidas com Leilão de Energia de Reserva, fonte eólica, a antecipação da geração antes da data de entrega do contrato é “compulsória”.

24.6. O Montante de Energia Excedente Anual, ou seja, o saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtido pela diferença positiva entre (i) o montante de energia calculado para verificação da faixa de tolerância e (ii) o montante de energia correspondente à margem superior da faixa de tolerância, conforme a seguinte expressão:

$$ME_{A_{p,t,l,m}} = \max \left( 0; \left( MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} - M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

Onde:

$ME_{A_{p,t,l,m}}$  é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

O Montante de Energia Excedente Anual é calculado somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

24.7. A Receita Variável Anual por Geração Excedente, ou seja, devido ao saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável, sobre o Montante de Energia Excedente Anual conforme a seguinte expressão:

*Para as usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando a forma de cálculo da Receita Variável, conforme equacionamento a seguir, então:*

$$RVA\_A\_E_{p,t,l,m} = ME\_A_{p,t,l,m} * \min \left( PLD\_ANUAL\_CER_{p,t,l,f_{CER-1}}; \left( 0,7 * PVA\_CER_{p,t,l,m} \right) \right)$$

*Para as demais usinas:*

$$RVA\_A\_E_{p,t,l,m} = ME\_A_{p,t,l,m} * 0,7 * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVA\_A\_E_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ME\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PLD\_ANUAL\_CER_{p,t,l,f_{CER-1}}$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER-1</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

A Receita Variável Anual Excedente é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

A aplicação do equacionamento para as usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando a forma de cálculo da Receita Variável, está condicionada ao cumprimento de quaisquer outras exigências em ato regulatório específico.

- 24.7.1. O cálculo do Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, utilizado para valorar a Receita Variável das usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER prevendo tal condição, é expresso pela média do Preço de Liquidação de Diferenças em todos os submercados no ano contratual anterior ao ano de apuração do CER, dado por:

$$PLD\_ANUAL\_CER_{p,t,l,f^{CER-1}} = \frac{\sum_{j \in f^{CER-1}} \sum_s PLD_{s,j}}{\sum_{m \in f^{CER-1}} (QT\_SUB_m * M\_SPD_m)}$$

Onde:

$PLD\_ANUAL\_CER_{p,t,l,f^{CER-1}}$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER-1</sup>”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$QT\_SUB_m$  é o Quantidade Total de Submercados no mês de apuração “m”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

- 24.7.2. O pagamento da Receita Variável de Excedente será realizado em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração da Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RVA\_E_{p,t,l,m} = \frac{RVA\_A\_E_{p,t,l,muaa}}{12}$$

Onde:

RVA\_E<sub>p,t,l,m</sub> é a Parcela mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

RVA\_A\_E<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muua” refere-se ao mês da última apuração anual

24.8. O Montante do Saldo Acumulado Quadrienal é calculado a partir da aplicação do fator de repasse e/ou fator de cessão no Saldo da Conta de Energia, conforme expressão que segue.

$$MSA_{Q_{p,t,l,m}} = \min \left( M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER-1}}; \max \left( 0; \left( SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_{CE}_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT_{R}_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right)$$

Onde:

MSA\_Q<sub>p,t,l,m</sub> é o Montante do Saldo Acumulado Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

M\_SUP<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

SCEP<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

MONT\_CE<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

MONT\_R<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é o Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

MCS<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“q” refere-se ao quadriênio vigente

### Importante:

O Montante do Saldo Acumulado Quadrienal é calculada no segundo mês de apuração do primeiro ano contratual de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, denominado apuração quadrienal, e.

24.9. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quadrienal e os 23 meses posteriores, a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado na conta de energia contida

na Faixa de Tolerância é calculada na apuração quadrienal a partir da valoração, conforme o CER, do Montante do Saldo Acumulado Quadrienal.

24.9.1. Para usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando, conforme discriminado no equacionamento a seguir, a forma de cálculo da Receita Variável por Saldo Acumulado, conforme expressão que segue:

$$RVA\_Q\_SA_{p,t,l,m} = MSA\_Q_{p,t,l,muaq} * \min(PLD\_ANUAL\_CER_{p,t,l,fCER-1}; PVA\_CER_{p,t,l,m})$$

$$\forall m \in 24MP$$

Onde:

$RVA\_Q\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MSA\_Q_{p,t,l,m}$  é o Montante do Saldo Acumulado Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PLD\_ANUAL\_CER_{p,t,l,fCER-1}$  é o Preço Médio de Liquidação das Diferenças do Ano Contratual, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $fCER-1$ ”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $fCER$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“muaq” refere-se ao mês da última apuração quadrienal

“24MP” corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal “muaq” e os 23 meses que o sucedem (“m” a “m+23”)

#### **Importante:**

A aplicação do equacionamento para as usinas que tenham celebrado termo aditivo ao CER alterando a forma de cálculo da Receita Variável, está condicionada ao cumprimento de quaisquer outras exigências em ato regulatório específico.

24.9.2. Para as demais usinas o cálculo da Receita Variável por Saldo Acumulado é determinado pela valoração ao preço de venda atualizado, conforme expressão que segue:

$$RVA\_Q\_SA_{p,t,l,m} = MSA\_Q_{p,t,l,muaq} * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in 24MP$$

Onde:

$RVA\_Q\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MSA_{Q,p,t,l,m}$  é o Montante do Saldo Acumulado Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PVA_{CER,p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“muaq” refere-se ao mês da última apuração quadrienal

“24MP” corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal “muaq” e os 23 meses que o sucedem (“m” a “m+23”)

- 24.10. Para os demais meses não há cálculo da receita variável, conforme equacionamento a seguir:

$$RVA_{Q\_SA,p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 24M$$

Onde:

$RVA_{Q\_SA,p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“24MP” corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal “muaq” e os 23 meses que o sucedem (“m” a “m+23”)

- 24.11. A Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado é dividida em 24 meses, expressão que segue:

$$RVA_{SA,p,t,l,m} = \frac{RVA_{Q\_SA,p,t,l,m}}{24}$$

Onde:

$RVA_{SA,p,t,l,m}$  é a Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA_{Q\_SA,p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

25. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, na forma de Receita de Venda Total será obtida conforme a seguinte expressão:

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + RVA_{A,p,t,l,m} + RVA_{E,p,t,l,m} + RVA_{SA,p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável por Antecipação da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_E_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_SA_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Determinação da Receita Fixa Retida

26. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja em operação comercial. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data programada, a Receita Fixa mensal será retida por determinação da ANEEL durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, quando da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal voltará a ser feito.
27. Será considerada como usina em operação comercial para fins da retenção da Receita Fixa Mensal, aquela comprometida com o 2º ou 3º LER e que possuir pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês de apuração. Para as usinas comprometidas com 4º LER em diante, o lançamento da Receita Fixa Mensal voltará a ser feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina. A liberação dos valores monetários associados à receita fixa retida ocorrerá no mês em que for apurado o ressarcimento previsto no CER em função de entrega de energia em montante inferior à energia contratada, sendo utilizada juntamente com a receita de venda referente ao mês de apuração, para obter o valor final a ser pago ou recebido do Agente Vendedor de Energia de Reserva.
28. Para o empreendimento comprometido com CER, a receita fixa retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

*Caso a usina não tenha entrado em operação comercial:*

$$RET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$RET_{p,t,l,m} = \mathbf{RET\_OP}_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_OP_{p,t,l,m}$  é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

28.1. A retenção de Receita Fixa Mensal é cessada quando a usina encontra-se em operação comercial. No entanto, a partir do 4º LER, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial, até que a usina se encontre com potência em operação comercial igual à sua capacidade total. Assim, a Retenção Proporcional de Receita é dada conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimento comprometido com o 4º LER em diante:*

$$RET\_OP_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} * F\_PFOC\_M_{p,m}$$

*Caso contrário*

$$RET\_OP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_OP_{p,t,l,m}$  é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

28.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, para empreendimentos comprometidos com o 4º LER em diante, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, em relação à sua capacidade total, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F\_PFOC\_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} F\_PFOC\_RES_{p,j}}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_RES_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

28.1.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial de Usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que não está em operação comercial ou atestada pela Aneel como apta, conforme a seguinte equação:

$$F\_PFOC\_RES_{p,j} = \max(0; 1 - F\_PAOC\_RES_{p,j} - F\_COMERCIAL\_RES_{p,j})$$

Onde:

$F\_PFOC\_RES_{p,j}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PAOC\_RES_{p,j}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

28.1.1.1.1. O Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva representa a proporção de potência da usina que está apta a entrar em Operação Comercial, em relação à sua capacidade total, desde que o contrato preveja tal condição, expresso por:

$$F\_PAOC\_RES_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGACA}(CAP_{i,j})}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)}\right)$$

Onde:

$F\_PAOC\_RES_{p,j}$  é o Fator de Potência Apta a entrar em Operação Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_p$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

“UGACA” é o Conjunto de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel da parcela de usina “p”, durante o período de suprimento do contrato

28.1.1.1.2. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva, identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, em relação à sua capacidade total, expresso por:

$$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in PMAQ}(CAP_{i,j})}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)}\right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$CAP\_T\_GF_p$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”. Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

29. A receita retida de cada mês da usina é atualizada do mês da retenção até o IPCA disponível no mês do ressarcimento, de acordo com variação do IPCA, considerando o descasamento existente de dois meses entre a divulgação do Índice e a apuração de energia de reserva de acordo com a seguinte expressão:

*Se o mês “m” não for o terceiro mês de apuração do ano contratual*

$$RET\_A_{p,t,l,m,mr} = (RET_{p,t,l,mr} - ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,mr}) * \max\left(1, \frac{NIPCA_{m-2}}{NIPCA_{mr}}\right)$$

*Caso contrário*

$$RET\_A_{p,t,l,m,mr} = 0$$

$$\forall mr \in MRF$$

Onde:

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mr” refere-se aos meses anteriores ao “m-2”

MRF é o conjunto de meses do ano “f<sup>CER</sup>” cujo ressarcimento não foi apurado, ou está sendo apurado no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

**Importante:**

Esse cálculo se inicia no quarto mês do primeiro ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, devido ao descasamento entre a apuração da Contratação de Energia de Reserva e disponibilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

30. A receita retida acumulada considera tanto o valor da receita retida atualizada, quanto aquela que vai ser objeto de atualização, somente para fins de montante de apuração de encargo, conforme seguinte equação:

$$RET\_ACUM_{p,t,l,m} = \sum_{mr} RET\_A_{p,t,l,m,mr} + \sum_{3MM} (RET_{p,t,l,m} - ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RET\_ACUM_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Acumulada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“3MM” corresponde ao intervalo que compreende o mês de apuração “m” e os 2 meses que o antecedem (“m-2” a “m”)

“mr” refere-se aos meses anteriores ao “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

31. A liberação da retenção da Receita Fixa será realizada no mês de apuração do ressarcimento previsto no CER, da seguinte forma:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$RET\_TP_{p,t,l,m} = \sum_{mr \in fCER-1} RET\_A_{p,t,l,m,mr} + RET_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$RET\_TP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_TP_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mp” é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER-1}$ ”

“mr” refere-se ao conjunto de meses, compreendido no intervalo entre o início do ano de entrega “ $f^{CER}$ ” até o “m-3”, limitado ao mês de ressarcimento do ano de entrega “ $f^{CER}$ ”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

32. A Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é definida com base na sua Receita de Venda Total e as Receitas Fixas Retidas, conforme segue:

$$REC\_PAR_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - RET_{p,t,l,m} + ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m} + ADDC\_RV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_PAR_{p,t,l,m}$  é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_RV_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

33. A parcela positiva da Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é representada pela Receita de Venda Preliminar, conforme equacionamento a seguir:

$$RVE\_PRE_{p,t,l,m} = \max(0; REC\_PAR_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RVE\_PRE_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Preliminar do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$REC\_PAR_{p,t,l,m}$  é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

34. Caso, devido a ajustes, a receita do empreendimento assuma valores negativos, esta será incorporada no Pagamento Associado ao Vendedor devido a Ajustes Decorrentes de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, como demonstrado abaixo:

$$PAG\_ADDC_{p,t,l,m} = \min(0; REC\_PAR_{p,t,l,m})$$

Onde:

PAG\_ADDC<sub>p,t,l,m</sub> é o Pagamento associado ao vendedor devido a Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

REC\_PAR<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Determinação da Multa de Medição Anemométrica**

35. Os CERs associados as centrais geradoras eólicas contem previsão de obrigações relativas a dados de medições anemométricas e climatológicas para com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE Em caso de descumprimento da obrigação contratual será aplicada multa referente à medição anemométrica, calculada da seguinte forma:

- 35.1. A multa anemométrica é aplicada a partir do mês relacionado ao evento que ocorrer primeiro, sendo eles: (i) entrada em operação comercial, considerando tanto o suprimento contratual como o período de antecipação, (ii) enquadramento da usina como apta a entrar em operação comercial, (iii) apuração do primeiro ressarcimento da usina.

- 35.2. O descumprimento informado pela EPE pode estar associado a mais de uma incidência e ter referência diferente do mês de apuração.

- 35.3. Para fins de aplicação desta multa, a contagem de tempo presente nesta metodologia será baseada no arredondamento para cima do número meses abrangidos, não sendo observado o número de dias quando inferior ao mês civil de referência.

- 35.4. Caso seja informado pela EPE o descumprimento da obrigação referente ao sistema de medição anemométrica, a Multa Anemométrica será valorada em 1% (um por cento) da Receita Fixa Mensal para cada mês de referência com descumprimento informado, acrescido do montante acumulado não pago dos meses passados, conforme a seguinte equação:

$$MULTA\_ANEM_{p,t,l,m} = \left( (0,01 * MESES\_ATANEM_{p,t,l,m}) + PA\_MULTA\_ANEM_{p,t,l,m-1} \right) * RF\_MA_{p,t,l,m}$$

Onde:

MULTA\_ANEM<sub>p,t,l,m</sub> é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

MESES\_ATANEM<sub>p,t,l,m</sub> é a Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PA\_MULTA\_ANEM_{p,t,l,m}$  é o Percentual Acumulado da Multa de Medição Anemométrica não lançada no mês anterior, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” (vide linha de comando39)

$RF\_MA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”  
 “m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

Caso a EPE não tenha informado descumprimento ou tenha informado a regularização da obrigação referente ao sistema de medição anemométrica para os meses de referência o valor de  $MESES\_ATANEM$  será igual a zero, e a multa por descumprimento da obrigação contratual será representada apenas pelo eventual valor remanescente.

Para o primeiro mês de apuração da Multa referente ao sistema de medição anemométrica, o valor inicial do Percentual Acumulado da Multa de Medição Anemométrica do mês anterior ( $PA\_MULTA\_ANEM_{p,t,l,m-1}$ ) receberá o valor igual a zero.

35.5. A Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica determina o valor em reais por megawatt hora a ser utilizado para o cálculo da Multa Anemométrica a ser debitada da receita da usina, conforme a seguinte expressão:

$$RF\_MA_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RF\_MA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$  refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f<sup>CER</sup>”

36. A Multa por Medição Anemométrica é abatida da Receita de Venda Preliminar, até o seu limite, não cabendo exposição financeira negativa para empreendimentos comprometidos com CER, de fonte eólica, como define a expressão:

$$RVE\_AJ_{p,t,l,m} = \max(0; RVE\_PRE_{p,t,l,m} - MULTA\_ANEM_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RVE\_AJ_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Ajustada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVE\_PRE_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Preliminar do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MULTA\_ANEM_{p,t,l,m}$  é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

37. O valor da Multa de Medição Anemométrica que se apresentou superior à receita a ser recebida pelo agente será abatida no mês seguinte, compondo assim a Multa Anemométrica Remanescente:

$$MULTA\_ANEM\_R_{p,t,l,m} = \max(0; MULTA\_ANEM_{p,t,l,m} - RVE\_PRE_{p,t,l,m})$$

Onde:

$MULTA\_ANEM\_R_{p,t,l,m}$  é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MULTA\_ANEM_{p,t,l,m}$  é a Multa referente ao sistema de medição anemométrica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVE\_PRE_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Preliminar do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

38. No segundo mês de apuração, de cada ano contratual, o valor da Multa Anemométrica Remanescente será atribuído à Multa Anemométrica Remanescente Anual, para que todo o valor ainda pendente possa ser lançado ao vendedor, como segue:

$$MULTA\_ANEM\_RA_{p,t,l,m} = MULTA\_ANEM\_R_{p,t,l,m}$$

Onde:

$MULTA\_ANEM\_RA_{p,t,l,m}$  é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MULTA\_ANEM\_R_{p,t,l,m}$  é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

A Multa Anemométrica Remanescente Anual será calculada no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual.

39. O Percentual Acumulado de Multa Anemométrica refere-se ao montante remanescente da multa anemométrica convertido em percentual da Receita Fixa Mensal:

$$PA\_MULTA\_ANEM_{p,t,l,m} = \frac{MULTA\_ANEM\_R_{p,t,l,m} - MULTA\_ANEM\_RA_{p,t,l,m}}{RF\_MA_{p,t,l,m}}$$

Onde:

PA\_MULTA\_ANEM<sub>p,t,l,m</sub> é o percentual acumulado da multa de medição anemométrica não lançada no mês anterior, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

MULTA\_ANEM\_R<sub>p,t,l,m</sub> é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

MULTA\_ANEM\_RA<sub>p,t,l,m</sub> é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

RF\_MA<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Fixa para Referência do Cálculo da Multa Anemométrica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

40. Ao longo do período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente da usina comprometida com CER ou por meio do mecanismo de cessão de energia proveniente de outro agente vendedor sagrado vencedor do mesmo leilão. A verificação de montante de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração.

### Apuração Anual

41. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left( 0; \left( MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) * 1,15 * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

RESS\_A\_GI<sub>p,t,l,m</sub> é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

MEF<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

M\_INF<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Cessão realizada pela parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no segundo mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais.

- 41.1. Tendo em vista que a Receita Total Retida é liberada no momento da apuração do ressarcimento para abatimento do mesmo, a Apuração Líquida visa calcular o montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, conforme a expressão a seguir:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):*

$$APA\_LIQ_{p,t,l,m} = RET\_TP_{p,t,l,m} - RESS\_A\_GI_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$APA\_LIQ_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$APA\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_TP_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### **Apuração Quadrienal**

42. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final de cada quadriênio for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar está contido na faixa de tolerância e que foi proveniente de desvios negativos de geração, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pelas seguintes expressões:

- 42.1. Para empreendimentos vencedores do 5º Leilão de Energia de Reserva em diante a valoração do ressarcimento quadrienal é realizada com base no preço de venda atualizado acrescido em 6%:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quadrienal):

$$\begin{aligned}
 RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m} &= (-1) \\
 & * \min \left( 0; \max \left( -M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; \left( SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} \right. \right. \right. \\
 & \left. \left. \left. - MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right) * 1,06 * PVA\_CER_{p,t,l,m} \\
 & \quad \forall m \in f^{CER}
 \end{aligned}$$

Caso contrário:

$$RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão realizada pela parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“q” refere-se ao quadriênio vigente

### Importante:

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, denominado mês de apuração de ressarcimento quadrienal, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

42.2. Para os demais empreendimentos diante a valoração do ressarcimento quadrienal é realizada com base no preço de venda atualizado:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quadrienal):

$$\begin{aligned}
 RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m} &= (-1) \\
 & * \min \left( 0; \max \left( -M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; (SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{p,t,l,f^{CER-1}} \right. \right. \\
 & \left. \left. - MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER-1}}) \right) \right) * PVA\_CER_{p,t,l,m} \\
 & \quad \forall m \in f^{CER} \\
 & \quad \forall f^{CER} \in q
 \end{aligned}$$

Caso contrário:

$$RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão realizada pela parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“q” refere-se ao quadriênio vigente

### Importante:

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano de cada quadriênio, a partir do segundo quadriênio, denominado mês de apuração de ressarcimento quadrienal, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

- 42.3. Após o abatimento do montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, eventual montante positivo ainda é utilizado para abatimento do Ressarcimento Quadrienal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia na apuração quadrienal, conforme a expressão a seguir:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quadrienal):

$$APQ\_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA\_LIQ_{p,t,l,m}) - RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APQ\_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA\_LIQ_{p,t,l,m})$$

Onde:

$APQ\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Quadrienal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APA\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_Q\_SN_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### Parcelas Mensais

43. A cobrança do Ressarcimento anual devido à geração inferior ao limite será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago do empreendimento eólico, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RESS\_GI_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APA\_LIQ_{p,t,l,muaa})}{12}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RESS\_GI_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APA\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

44. A cobrança do Ressarcimento quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago ou recebido do empreendimento eólico, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme as expressões a seguir:

- 44.1. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quadrienal e os 11 meses posteriores, é calculada a Parcela Mensal do Ressarcimento Quadrienal, conforme as condicionais descritas abaixo:

$$RESS\_SN_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APQ\_LIQ_{p,t,l,muaq})}{12}$$

$$\forall m \in 12MP$$

Onde:

$RESS\_SN_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APQ\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Quadrienal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaq” refere-se ao mês da última apuração quadrienal

“12MP” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal “muaq” e os 11 meses que o sucedem (“m” a “m+11”)

44.2. Para os demais meses não há pagamento do ressarcimento, conforme equacionamento a seguir:

$$RESS\_SN_{p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 12MP$$

Onde:

$RESS\_SN_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaq” refere-se ao mês da última apuração quadrienal

“12MP” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quadrienal “muaq” e os 11 meses que o sucedem (“m” a “m+11”)

45. Caso o montante de Receita Retida seja suficiente para abater os eventuais ressarcimentos apurados, o valor positivo resultante é apurado e será creditado ao valor a ser pago ao agente:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$RET\_TPL_{p,t,l,m} = \max(0; APQ\_LIQ_{p,t,l,m})$$

Caso contrário:

$$RET\_TPL_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_TPL_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APQ\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Quadrienal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

46. O montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento eólico comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de apuração, acrescida da receita retida líquida, (ii) da multa anemométrica remanescente, (iii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, (iii) da parcela do ressarcimento devido a saldo negativo na conta de energia, conforme expressão que segue:

$$VEOL_{p,t,l,m} = RVE_{AJ_{p,t,l,m}} + PAG_{ADDC_{p,t,l,m}} + RET_{TPL_{p,t,l,m}} - MULTA_{ANEM\_RA_{p,t,l,m}} \\ - RESS_{GI_{p,t,l,m}} - RESS_{SN_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$VEOL_{p,t,l,m}$  é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAG_{ADDC_{p,t,l,m}}$  é o Pagamento associado ao vendedor devido a Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVE_{AJ_{p,t,l,m}}$  é a Receita de Venda Ajustada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{TPL_{p,t,l,m}}$  é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MULTA_{ANEM\_RA_{p,t,l,m}}$  é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS_{GI_{p,t,l,m}}$  é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS_{SN_{p,t,l,m}}$  é a o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”  
 $MULTA_{ANEM\_RA_{p,t,l,m}}$  é o valor da Multa de Medição Anemométrica Remanescente Anual da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

47. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes às reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT_{ER_{p,t,l,m}} = VEOL_{p,t,l,m} + DIF_{REAP_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$TOT_{ER_{p,t,l,m}}$  é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

VEOL<sub>p,t,l,m</sub> é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

DIF\_REAP<sub>p,t,l,m</sub> Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

## 2.2.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD</b>		
<b>ADDC_G_TOT_CER</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas</b>		
<b>ADDC_REAP_OP</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas</b>		
<b>ADDC_RV</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de o Montante de Energia</b>		
<b>ADDC_MEF<sub>p,t,l, f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total associada à Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada à Garantia Física da usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Diferença de Reapuração de Energia de Reserva</b>		
<b>DIF_REAP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>ECQL<sub>p,t,l</sub></b>	<b>Energia Contratada no Leilão</b>	

	<table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Energia Contratada no Leilão de Reserva proveniente de fonte eólica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no leilão “l”</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>MW médio</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>CCEE</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos</td> </tr> </table>	Descrição	Energia Contratada no Leilão de Reserva proveniente de fonte eólica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no leilão “l”	Unidade	MW médio	Fornecedor	CCEE	Valores Possíveis	Positivos
Descrição	Energia Contratada no Leilão de Reserva proveniente de fonte eólica da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, no leilão “l”								
Unidade	MW médio								
Fornecedor	CCEE								
Valores Possíveis	Positivos								
<b>Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição por ano contratual</b>									
<b>ENF_DT<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	<table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/ distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração de entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”. Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>MWh</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>ANEEL</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos ou Zero</td> </tr> </table>	Descrição	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/ distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração de entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”. Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.	Unidade	MWh	Fornecedor	ANEEL	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Descrição	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/ distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração de entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”. Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.								
Unidade	MWh								
Fornecedor	ANEEL								
Valores Possíveis	Positivos ou Zero								
<b>Geração Final de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel</b>									
<b>GFT_APTA<sub>p,j</sub></b>	<table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”</td> </tr> <tr> <td>Unidade</td> <td>MWh</td> </tr> <tr> <td>Fornecedor</td> <td>Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)</td> </tr> <tr> <td>Valores Possíveis</td> <td>Positivos ou Zero</td> </tr> </table>	Descrição	Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”	Unidade	MWh	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Descrição	Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”								
Unidade	MWh								
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)								
Valores Possíveis	Positivos ou Zero								
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>									
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	<table border="1"> <tr> <td>Descrição</td> <td>Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”</td> </tr> </table>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”						
Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”								

	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Contratos Regulados (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica</b>		
<b>MESES_ATANEM</b> <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Quantidade de meses caracterizados como descumprimento contratual referente à medição anemométrica, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	meses
	Fornecedor	EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de meses vigente contidos no f<sup>CER</sup></b>		
<b>MESES_FCER</b> <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>	Descrição	Quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Cessão</b>		
<b>MONT_CE</b> <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MONT_R</b> <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>	<b>Montante de Repasse</b>	

	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ <sup>f</sup> CER”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>	
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão</b>	
<b>MCS<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup><sub>-1</sub></b>	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ <sup>f</sup> CER”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)</b>	
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado para atualização monetária do preço de venda do CER, no mês de reajuste anual “m”, estabelecido no CER
	Unidade	n.a.

	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Venda de Referência estabelecido no CER</b>		
<b>PV_CER<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina “p”, para cada ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Horas no Quadriênio</b>		
<b>Q_HORAS<sub>q</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no quadriênio “q”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

<b>Preço de Venda Atualizado</b>		
<b>ECQ<sub>p,t,l,q</sub></b>	Descrição	Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Preço de Venda Atualizado</b>		
<b>PVA_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, "p", comprometida com CER, para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m".
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Retida por conta de atraso na entrada em operação comercial do Empreendimento Eólico</b>		
<b>RET<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Total Retida do Empreendimento Eólico</b>		
<b>RET_TP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m" da parcela de usina
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita de Venda Total do Empreendimento</b>		
<b>RVET<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Total Apurado de Energia de Reserva</b>		
<b>TOT_ER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico		
VEOL <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Eólico comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 2.3. Fonte Solar

#### Objetivo:

Determinar a Receita de Venda Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração de fonte solar fotovoltaica, consagrados vencedores de Leilão Regulado para Contratação de Energia de Reserva, produto de fonte solar fotovoltaica.

#### Contexto:

Determinar a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A [Figura 13](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

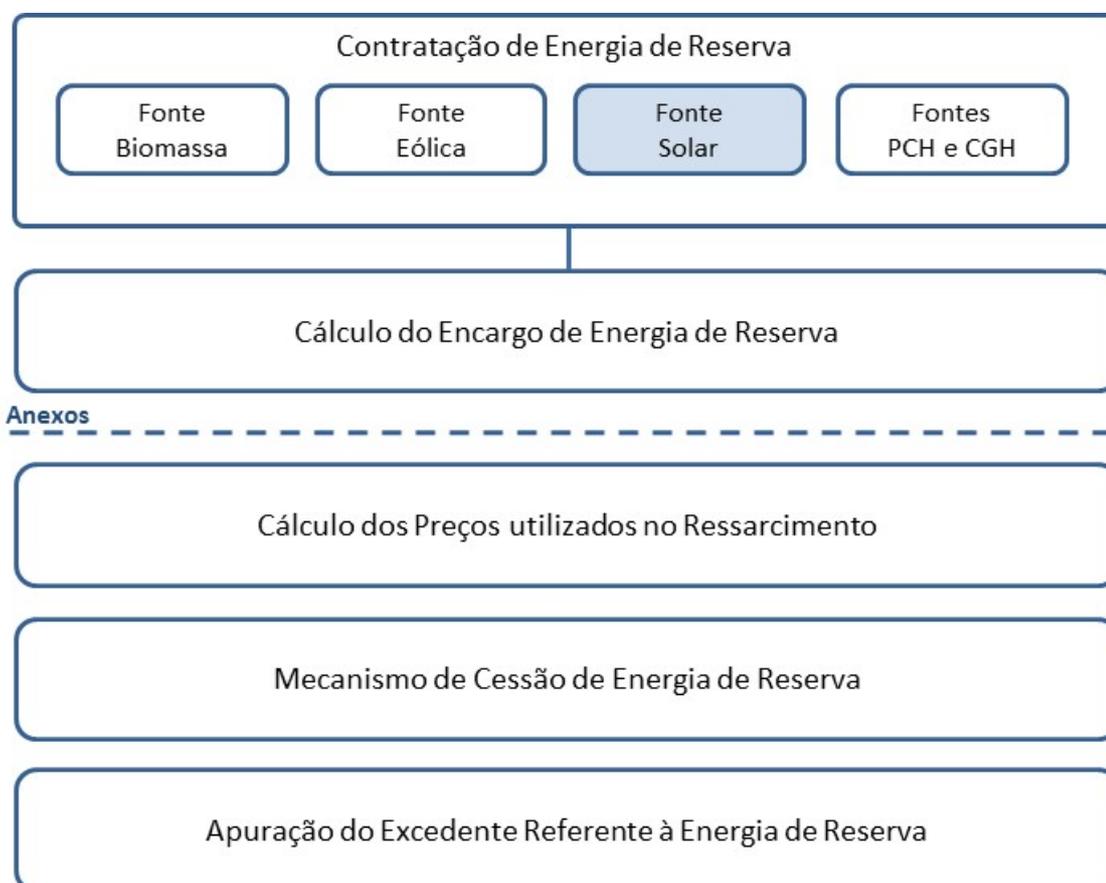


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

### 2.3.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Solar

#### Reajuste do Preço de Venda

48. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação:

*Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”, corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:*

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PV\_CER_{p,t,l} * \left( \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

*Caso Contrário:*

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PVA\_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PV\_CER_{p,t,l}$  é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$NIPCA_m$  é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“ml” refere-se ao mês base estabelecido no contrato

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado ( $PVA\_CER_{p,t,l,m}$ ) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

## Receita Fixa

49. A Receita Fixa corresponderá ao pagamento associado à Energia Contratada, sendo repassada ao Agente Vendedor após iniciado o período de apuração da entrega da energia contratada definido no CER, em doze parcelas.

49.1. A Receita Fixa Anual será calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a seguinte expressão:

$$RFA_{p,t,l,m} = ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RFA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECS_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

O cálculo da Receita Fixa Anual é realizado a partir do primeiro mês de suprimento, desconsiderando o período de antecipação.

49.2. A Receita Fixa Mensal apresenta o valor de Receita Fixa Anual dividido em parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual  $f^{CER}$ , para usina, conforme a seguinte expressão:

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

MESES\_FCER<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup> refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f<sup>CER</sup>”

### Receita Antecipada

50. A Receita Antecipada corresponderá ao pagamento associado à Energia Gerada nos meses que antecedem o início de suprimento do período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER, quando a usina entrar em operação comercial antes do início de suprimento, uma vez que essa geração é destinada de forma compulsória para o contrato.

50.1. A Receita Antecipada é a receita associada à antecipação do início de suprimento, sendo calculada mensalmente em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de geração destinada para atendimento ao CER no período correspondente, conforme expressão que segue:

*Se o mês de referência “m-2” for anterior ao período de início de suprimento para usinas comprometidas com LER:*

$$RA_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} (G\_PROD_{p,t,l,j}) * PVA\_CER_{p,t,l,m-2}$$

*Caso contrário:*

$$RA_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

RA<sub>p,t,l,m</sub> é a Receita Antecipada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

G\_PROD<sub>p,t,l,j</sub> é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

PVA\_CER<sub>p,t,l,m-2</sub> é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o preço de venda atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro ano contratual.

No caso de usinas comprometidas com Leilão de Energia de Reserva, fonte solar, a antecipação da geração antes da data de entrega do contrato é “compulsória”.

### Determinação da Receita Fixa Retida

51. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada estabelecida no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento

da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja em operação comercial. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data estabelecida no contrato, a Receita Fixa mensal será retida na CONER durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, quando da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal voltará a ser feito, observando o disposto no contrato.

52. O lançamento da Receita Fixa Mensal será feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina. Já a liberação dos valores monetários associados à receita fixa retida ocorrerá no mês da apuração anual, de modo à obter o valor final a ser pago ou recebido do Agente Vendedor de Energia de Reserva. Para o empreendimento comprometido com CER, a Receita Fixa Retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

*Caso nenhuma unidade geradora tenha entrado em operação comercial até o fim do mês de apuração:*

$$RET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$RET_{p,t,l,m} = \mathbf{RET\_OP}_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_OP_{p,t,l,m}$  é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 52.1. A retenção de Receita Fixa Mensal é cessada quando a usina se encontra totalmente em operação comercial. Caso contrário, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial. Assim, a Retenção Proporcional de Receita é dada conforme a seguinte expressão:

$$\mathbf{RET\_OP}_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} * \mathbf{F\_PFOC\_M}_{p,m}$$

Onde:

$RET\_OP_{p,t,l,m}$  é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 52.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, em relação à sua capacidade total, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F\_PFOC\_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} (1 - F\_COMERCIAL\_RES_{p,j})}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

- 52.1.1.1.1. O O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, em relação à sua capacidade total, considerando eventual alteração de capacidade, expresso por:

$$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{\min(CAP\_T_p; CAP\_T\_GF_{p,j})} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$CAP\_T\_GF_p$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”. Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

53. A receita retida de cada mês da usina é atualizada do mês da retenção até o mês do ressarcimento, de acordo com variação do IPCA, considerando o descamento existente de dois meses entre a divulgação do Índice e a apuração de energia de reserva no período, de acordo com a seguinte expressão:

*Se o mês “m” não for o terceiro mês de apuração do ano contratual*

$$RET\_A_{p,t,l,m,mr} = (RET_{p,t,l,mr} - ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,mr}) * \max \left( 1; \frac{NIPCA_{m-2}}{NIPCA_{mr}} \right)$$

*Caso contrário*

$$RET_{A_{p,t,l,m,mr}} = 0$$

$$\forall mr \in MRF$$

Onde:

$RET_{A_{p,t,l,m}}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mr” refere-se aos meses anteriores ao “m-2”

MRF é o conjunto de meses do ano “fCER” cujo ressarcimento não foi apurado, ou está sendo apurado no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

**Importante:**

Esse cálculo se inicia no quarto mês do primeiro ano de entrega “fCER”, devido ao descasamento entre a apuração da Contratação de Energia de Reserva e disponibilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

54. A receita retida acumulada considera tanto o valor da receita retida atualizada, quanto aquela que vai se objeto de atualização, somente para fins de montante de apuração de encargo, conforme seguinte equação:

$$RET_{ACUM_{p,t,l,m}} = \sum_{mr} RET_{A_{p,t,l,m,mr}} + \sum_{3MM} (RET_{p,t,l,m} - ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RET_{ACUM_{p,t,l,m}}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Acumulada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{A_{p,t,l,m}}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“3MM” corresponde ao intervalo que compreende o mês de apuração “m” e os 2 meses que o antecedem (“m-2” a “m”) ”

“mr” refere-se aos meses anteriores ao “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

55. A liberação da retenção da Receita Fixa será realizada no mês de apuração do ressarcimento previsto no CER, da seguinte forma:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$RET\_TP_{p,t,l,m} = \sum_{mr \in f^{CER-1}} RET\_A_{p,t,l,m,mr} + RET_{p,t,l,mp}$$

*Caso contrário:*

$$RET\_TP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_TP_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mp” é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER-1}$ ”

“mr” refere-se ao conjunto de meses, compreendido no intervalo entre o início do ano de entrega “ $f^{CER}$ ” até o “m-3”, limitado ao mês de ressarcimento do ano de entrega “ $f^{CER}$ ”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Apuração da Conta de Energia**

56. Com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de fonte solar, foi criada a Conta de Energia, que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulada resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre (i) a energia gerada anual pela usina e (ii) a energia contratada no período considerado. A apuração do saldo de energia na Conta de Energia seguirá os seguintes comandos:

- 56.1. Para fins de apuração da conta de energia, considera-se o ano contratual, conforme compreendido no CER, que pode ser diferente do ano civil.
- 56.2. O saldo acumulado na Conta de Energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual, e observará uma Faixa de Tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado.
- 56.3. A Faixa de Tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento) abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 15% (quinze por cento) acima do valor da energia contratada aplicável ao mesmo período.
- 56.4. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, será repassada ao Agente Vendedor na forma de Receita Variável por Geração Excedente, enquanto que a eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia que extrapolar o limite inferior da Faixa de Tolerância sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de Ressarcimento pela energia contratada não entregue.
- 56.5. A eventual parcela de energia remanescente do saldo acumulado contida na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser segundo critério do Agente Vendedor, objeto de (i) repasse para o ano contratual seguinte na condição de crédito de energia; (ii) cessão para outro vendedor no mesmo Leilão, comprometido com a contratação de Energia de Reserva proveniente da mesma fonte, com saldo acumulado negativo; ou, (iii) liquidação no âmbito do contrato.
- 56.6. Já a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado contido na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, pode ser reduzida adquirindo energia através do mecanismo de cessão. Ainda assim, caso haja saldo negativo dentro da faixa de tolerância o Agente Vendedor terá que arcar com o pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue, valorado ao preço de venda acrescidos 6% (seis por cento).
57. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada do ano, na forma que segue:

$$\begin{aligned}
 DESV\_G_{p,t,l,f^{CER-1}} &= \left( \sum_{m \in f^{CER-1}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 &\quad - \left( ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M\_HORAS_m \right) + QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER-1}}
 \end{aligned}$$

Onde:

$DESV\_G_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ECS_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QANG\_INV_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual

O acrônimo  $QANG\_INV_{p,t,l,f}^{CER}$  pode ser utilizado pela Aneel para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

58. A Faixa de Tolerância para apuração do saldo acumulado na conta de energia é formada em seu limite máximo pela Margem Superior e em seu limite mínimo pela Margem Inferior.

58.1. A Margem Superior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER} = 0,15 * ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

Onde:

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ECS_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

58.2. A Margem Inferior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

Onde:

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ECS_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual.

59. Para cada ano contratual será apurado o montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER, que será composto pelo desvio de geração anual acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual anterior, que foi repassado para o ano de apuração corrente. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar.

59.1. O montante de energia entregue anualmente pelo Agente Vendedor para verificação da Faixa de Tolerância é calculado da seguinte forma:

$$MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} = SCE_{p,t,l,f^{CER-1}} + DESV\_G_{p,t,l,f^{CER-1}} + ADDC\_MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

Onde:

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCE_{p,t,l,f^{CER-1}}$  é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f<sup>CER-1</sup>”

$DESV\_G_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ADDC\_MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

60. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, denominado de Saldo da Conta de Energia Preliminar, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} = \max(\min(MEF_{p,t,l,f}^{CER-1}; M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER-1}); -M\_INF_{p,t,l,f}^{CER-1})$$

Onde:

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

61. Apurado o Saldo da Conta de Energia Preliminar será estabelecido o Saldo da Conta residual conforme os seguintes comandos:

61.1. Ao final de cada ano contratual, sendo verificado Saldo da Conta de Energia Preliminar positivo, o Agente Vendedor, poderá estabelecer o quanto do saldo de energia será repassado para a Conta de Energia do ano contratual seguinte, estabelecendo um Fator de Repasse a ser aplicado sobre o saldo acumulado.

61.2. Desta forma, o Saldo da Conta de Energia residual será obtido, conforme a seguinte expressão:

$$SCE_{p,t,l,f^{CER}} = \max \left( 0; \min \left( SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT\_CEA_{p,t,l,f^{CER-1}}; MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

Onde:

$SCE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia residual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Repasse Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano contratual “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CEA_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano contratual “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual, pois tanto o Saldo da Conta de Energia Residual ( $SCE_{p,t,l,f^{CER}}$ ), como o Fator de Repasse Anual ( $FRA_{p,t,l,f^{CER}}$ ), do primeiro ano contratual serão nulos.

O Montante de Repasse é limitado ao Saldo da Conta de Energia Preliminar disponível para o período f<sup>CER</sup>. ( $MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}} + MONT\_CEA_{p,t,l,f^{CER}} \leq SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$ ), onde o Montante de Cessão Anual “MONT\_CEA<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>” é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

Para o último ano do período de suprimento o Montante de Repasse Anual “MONT\_RA<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>” será nulo.

## Receita Variável

62. A Receita Variável corresponderá ao pagamento associado à:
- 62.1. Energia referente à parcela de saldo acumulado da Conta de Energia que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.
- 62.2. Energia referente à parcela do saldo acumulado da Conta de Energia, contida na Faixa de Tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, que não foi objeto de repasse e/ou cessão, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.
- 62.3. O Montante de Energia Excedente Anual, ou seja, o saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtido pela diferença positiva entre (i) o montante de energia calculado para verificação da faixa de tolerância e (ii) o montante de energia correspondente à margem superior da faixa de tolerância, conforme a seguinte expressão:

$$ME_{A_{p,t,l,m}} = \max \left( 0; \left( MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS_{A_{p,t,l,f^{CER-1}}} - M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right)$$

Onde:

$ME_{A_{p,t,l,m}}$  é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS_{A_{p,t,l,f^{CER}}}$  é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M_{SUP}_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

O Montante de Energia Excedente Anual é calculado somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será pago em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

- 62.4. A Receita Variável Anual por Geração Excedente, ou seja, devido ao saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável, sobre o Montante de Energia Excedente Anual conforme a seguinte expressão:

$$RVA\_A\_E_{p,t,l,m} = ME\_A_{p,t,l,m} * 0,3 * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVA\_A\_E_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ME\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

A Receita Variável Anual Excedente é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

62.4.1. O pagamento da Receita Variável de Excedente será realizado em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração da Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RVA\_E_{p,t,l,m} = \frac{RVA\_A\_E_{p,t,l,muaa}}{12}$$

Onde:

$RVA\_E_{p,t,l,m}$  é a Parcela mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_A\_E_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

62.5. O Montante do Saldo Acumulado Anual é calculado a partir da aplicação do fator de repasse e/ou fator de cessão no Saldo da Conta de Energia, conforme expressão que segue.

$$MSA\_A_{p,t,l,m} = \min \left( M\_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}; \max \left( 0; \left( SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS\_A_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT\_CEA_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right)$$

Onde:

$MSA_{A_{p,t,l,m}}$  é o Montante do Saldo Acumulado Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M_{SUP_{p,t,l,f}^{CER}}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT_{CEA_{p,t,l,f}^{CER}}$  é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano contratual “f<sup>CER</sup>”

$MONT_{RA_{p,t,l,f}^{CER}}$  é o Montante de Repasse Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano contratual “f<sup>CER</sup>”

$MCS_{A_{p,t,l,f}^{CER}}$  é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

O Montante do Saldo Acumulado Anual é calculado no segundo mês de apuração a partir do segundo ano contratual, denominado apuração anual.

62.6. A Receita Variável por Saldo Acumulado é determinada pela valoração ao preço de venda atualizado, conforme expressão que segue:

$$RVA_{A_{SA_{p,t,l,m}}} = MSA_{A_{p,t,l,m}} * PVA_{CER_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$RVA_{A_{SA_{p,t,l,m}}}$  é a Receita Variável Anual por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MSA_{A_{p,t,l,m}}$  é o Montante do Saldo Acumulado Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PVA_{CER_{p,t,l,m}}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

**Importante:**

A Receita Variável por Saldo Acumulado é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

62.7. A Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado é dividida em 12 (doze) parcelas mensais uniformes, expressão que segue:

$$RVA\_SA_{p,t,l,m} = \frac{RVA\_A\_SA_{p,t,l,muaa}}{12}$$

Onde:

$RVA\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_A\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Anual por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

63. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, na forma de Receita de Venda Total será obtida conforme a seguinte expressão:

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + RA_{p,t,l,m} + RVA\_E_{p,t,l,m} + RVA\_SA_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RA_{p,t,l,m}$  é a Receita Antecipada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_E_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_SA_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

64. A Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é definida com base na sua Receita de Venda Total e as Receitas Fixas Retidas, conforme segue:

$$REC\_PAR_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - RET_{p,t,l,m} + ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m} + ADDC\_RV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_PAR_{p,t,l,m}$  é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_RV_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER

65. Ao longo do período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente da usina comprometida com CER ou por meio do mecanismo de cessão de energia proveniente de outro agente vendedor sagrado vencedor do mesmo leilão, com mesma fonte de energia. A verificação de montante de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração.

### Apuração Anual

66. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left( 0; \left( MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT\_CEA_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) * 1,15 * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CEA_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no segundo mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

67. No final de cada ano contratual se for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar está contido na faixa de tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, será apurado o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor valorada pelo preço de venda atualizado acrescido em 6%:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$\begin{aligned}
 RESS\_A\_SN_{p,t,l,m} &= (-1) \\
 &* \min \left( 0; \max \left( -M\_INF_{p,t,l,f}^{CER-1}; \left( SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} + MCS\_A_{p,t,l,f}^{CER-1} \right. \right. \right. \\
 &\quad \left. \left. \left. - MONT\_CEA_{p,t,l,f}^{CER-1} \right) \right) \right) * 1,06 * PVA\_CER_{p,t,l,m} \\
 &\quad \forall m \in f^{CER}
 \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_A\_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_A\_SN_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Anual devido ao Saldo Negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS_{A_{p,t,l,f}}^{CER}$  é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f<sup>CER</sup>”

$MONT_{CEA_{p,t,l,f}}^{CER}$  é o Montante de Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA_{CER_{p,t,l,m}}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano, denominado mês de apuração de ressarcimento, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

67.1. Tendo em vista que a Receita Total Retida é liberada no momento da apuração do ressarcimento para abatimento do mesmo, a Apuração Líquida visa calcular o montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, conforme a expressão a seguir:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$APA_{LIQ_{p,t,l,m}} = RET_{TP_{p,t,l,m}} - RESS_{A_{GI_{p,t,l,m}}} - RESS_{A_{SN_{p,t,l,m}}}$$

*Caso contrário:*

$$APA_{LIQ_{p,t,l,m}} = 0$$

Onde:

$APA_{LIQ_{p,t,l,m}}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{TP_{p,t,l,m}}$  é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS_{A_{GI_{p,t,l,m}}}$  é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS_{A_{SN_{p,t,l,m}}}$  é o Ressarcimento Anual devido ao Saldo Negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Parcelas Mensais

68. A cobrança do Ressarcimento anual devido à geração inferior ao limite será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago do empreendimento solar, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RESS_{A_{p,t,l,m}} = \frac{(-1) * \min(0; APA_{LIQ_{p,t,l,muaa}})}{12}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RESS_{A_{p,t,l,m}}$  é a Parcela Mensal dos Ressarcimentos Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APA_{LIQ_{p,t,l,m}}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

69. Caso o montante de Receita Retida seja suficiente para abater os eventuais ressarcimentos apurados, o valor positivo resultante é apurado e será creditado ao valor a ser pago ao agente, conforme a expressão a seguir:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):*

$$RET_{TPL_{p,t,l,m}} = \max(0; APA_{LIQ_{p,t,l,m}})$$

*Caso contrário:*

$$RET_{TPL_{p,t,l,m}} = 0$$

Onde:

$RET_{TPL_{p,t,l,m}}$  é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APA_{LIQ_{p,t,l,m}}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

70. O montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento solar comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de apuração, acrescida da receita retida líquida, (ii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, (iii) da parcela do ressarcimento devido a saldo negativo na conta de energia, conforme expressão que segue:

$$VSOL_{p,t,l,m} = REC_{PAR_{p,t,l,m}} + RET_{TPL_{p,t,l,m}} - RESS_{A_{p,t,l,m}}$$

Onde:

$VSOL_{p,t,l,m}$  é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$REC\_PAR_{p,t,l,m}$  é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_TPL_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_A_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal dos Ressarcimentos Anual da parcela da usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

71. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes à reapurações de outros meses, logo o valor recebe um montante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

$$TOT\_ER_{p,t,l,m} = VSOL_{p,t,l,m} + DIF\_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT\_ER_{p,t,l,m}$  é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$VSOL_{p,t,l,m}$  é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$DIF\_REAP_{p,t,l,m}$  Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 2.3.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD</b>		
<b>ADDC_G_TOT_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas de o Montante de Energia</b>		
<b>ADDC_MEF<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>		

	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “fCER”</b></p>
	<p>Unidade MWh</p>
	<p>Fornecedor CCEE</p>
	<p>Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas</b></p>
<b>ADDC_REAP_OP<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p>Unidade R\$</p>
	<p>Fornecedor CCEE</p>
	<p>Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda para Eólicas</b></p>
<b>ADDC_RV<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p>Unidade R\$</p>
	<p>Fornecedor CCEE</p>
	<p>Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Capacidade Instalada</b></p>
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	<p>Unidade MW</p>
	<p>Fornecedor Cadastro do Sistema Elétrico</p>
	<p>Valores Possíveis Positivos</p>

<b>Diferença de Reapuração de Energia de Reserva</b>		
<b>DIF_REAP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Capacidade Instalada Total</b>		
<b>CAP_T<sub>p</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total da usina “p”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Capacidade Instalada Total associada à Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada à Garantia Física da usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia Contratada de fonte Solar</b>		
<b>ECS<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Contratos Regulados (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de meses vigente contidos no f<sup>CER</sup></b>		
<b>MESES_FCER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão</b>		
<b>MCS_A<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub></b>	Descrição	Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante de Cessão</b>		
<b>MONT_CEA<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Repasse Anual</b>		
<b>MONT_RA<sub>p,t,l,q</sub></b>	Descrição	Montante de Repasse Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quadriênio “q”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado para atualização monetária do preço de venda do CER, no mês de reajuste anual “m”, estabelecido no CER
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Venda de Referência estabelecido no CER</b>		
<b>PV_CER<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina “p”, para cada ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente</b>		
<b>QANG_INV<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Quantidade Anual de Energia Comprometida com o CER não gerada para a parcela de usina termelétrica

a biomassa “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” no período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “fCER”. Essa variável contempla apenas a energia que deixou de ser gerada não gerenciável pelo agente proprietário pelo empreendimento contemplado os montantes de energia não entregues devido à redução da geração das usinas por necessidade sistêmica, em obediência a um comando do ONS.

Unidade	MWh
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

### 2.3.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte Eólica

	<b>Preço de Venda Atualizado</b>	
<b>PVA_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Receita Fixa Retida por conta de atraso na entrada em operação comercial do Empreendimento Eólico</b>	
<b>RET<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Receita Total Retida do Empreendimento Eólico</b>	
<b>RET_TP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m” da parcela de usina
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>RVET<sub>p,t,l,m</sub></b>	<b>Receita de Venda Total do Empreendimento</b>	

	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar</b>		
VSOL <sub>t,l,m</sub>	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento Solar comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Valor Total Apurado de Energia de Reserva</b>		
TOT_ER <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### 2.4. Fonte PCH e CGH

##### Objetivo:

Determinar a Receita Fixa Líquida a ser paga mensalmente aos empreendimentos de geração às PCHs e CGHs consagradas vencedoras de Leilões Regulados para Contratação de Energia de Reserva.

##### Contexto:

Determina a Receita de Venda Líquida consiste em apurar o montante financeiro que a CCEE deverá mensalmente repassar, ou eventualmente cobrar, ao Agente Vendedor de Energia de Reserva, com base nas disposições do CER. A [Figura 15](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

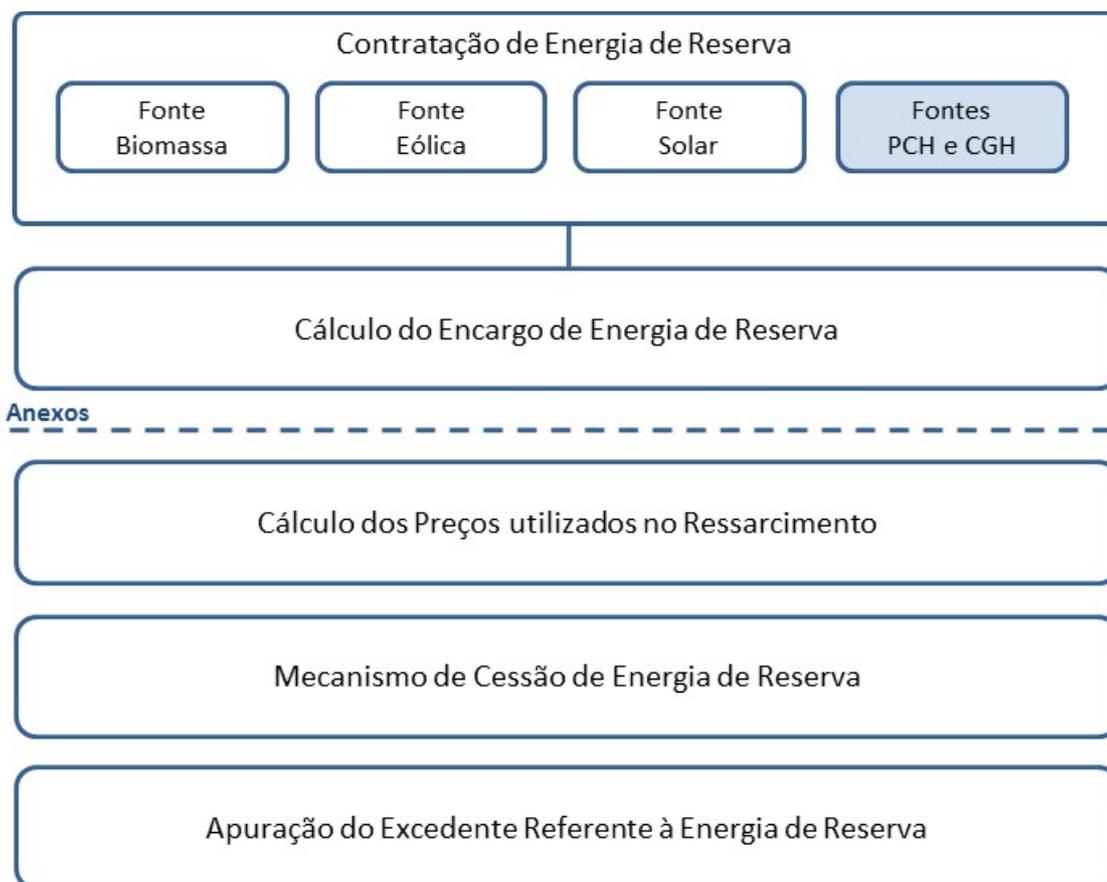


Figura 15: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

#### 2.4.1. Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte PCH e CGH

##### Apuração da Conta de Energia

72. Com objetivo de mitigar incertezas relacionadas à produção de energia, foi criada a Conta de Energia, que corresponde ao saldo de energia anualmente acumulado resultante da soma, a cada 12 meses, da diferença entre (i) a energia gerada anual pela usina e (ii) a energia contratada no período considerado. A apuração do saldo de energia na Conta de Energia seguirá os seguintes comandos:
- 72.1. O saldo acumulado na Conta de Energia será apurado uma vez ao final de cada ano contratual e outro ao final de cada quinquênio, e observará uma Faixa de Tolerância em relação ao montante de energia contratada estabelecido para o período analisado.
- 72.2. A Faixa de Tolerância corresponderá a uma margem inferior de 10% (dez por cento) abaixo do valor da energia contratada referente ao período considerado, e a uma margem superior de 10% (dez por cento) acima do valor da energia contratada aplicável ao mesmo período.
- 72.3. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância será reembolsada ao gerador, em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual seguinte, pelos seguintes valores:

- (i) 100% do preço do CONTRATO, para os desvios anuais entre dez e trinta por cento a maior, em relação à obrigação contratual de suprimento anual;
- (ii) 90% do preço do CONTRATO, para os desvios anuais acima de trinta por cento a maior, em relação à obrigação contratual de suprimento anual.

72.4. A eventual parcela do saldo acumulado na Conta de Energia que extrapolar o limite inferior da Faixa de Tolerância sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento pela energia contratada não entregue.

72.5. Realizado o processo de apuração quinquenal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia remanescente do saldo acumulado contida na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios positivos de geração, poderá ser segundo critério do Agente Vendedor, objeto de:

- a) Repasse para o quinquênio seguinte na condição de crédito de energia;
- b) Cessão para outros agentes de geração que se sagraram vencedores no mesmo Leilão e necessitam deste mecanismo para mitigar o ressarcimento; ou
- c) Pagamento de Receita Variável por Saldo Acumulado na Conta de Energia

72.6. Realizado o processo de apuração quinquenal do saldo na Conta de Energia, a eventual parcela de energia associada ao saldo acumulado contido na Faixa de Tolerância, proveniente de desvios negativos de geração, sujeitará o Agente Vendedor ao pagamento de ressarcimento, acrescido de 6%, considerados os montantes de energia adquiridos por meio do mecanismo de cessão.

72.7. Para fins de apuração da conta de energia, considera-se o ano contratual, conforme compreendido no CER.

73. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quinquênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição, na forma que segue:

$$\begin{aligned}
 DESV\_G_{p,t,l,f^{CER-1}} &= \left( \sum_{m \in f^{CER-1}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 &\quad - \left( ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER-1}} M\_HORAS_m \right) + ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER-1}}
 \end{aligned}$$

Onde:

$DESV\_G_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER "f<sup>CER</sup>"

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j"

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECH_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### Importante:

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ” que está sendo analisado

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

O acrônimo  $ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

74. A Faixa de Tolerância para apuração do saldo acumulado na conta de energia é formada em seu limite máximo pela Margem Superior e em seu limite mínimo pela Margem Inferior.

74.1. A Margem Superior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_SUP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in qn$$

Onde:

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “ $f^{CER}$ ”

$ECH_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual

74.2. A Margem Superior Ampliada é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_SUP\_AMP_{p,t,l,f^{CER}} = 0,30 * ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in qn$$

Onde:

$M\_SUP\_AMP_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Margem Superior Ampliada do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ECH_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual

74.3. A Margem Inferior da Faixa de Tolerância é obtida a partir da expressão que segue:

$$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}} = 0,1 * ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m$$

$$\forall f^{CER} \in qn$$

Onde:

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ECH_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual

75. Para cada ano contratual do quinquênio será apurado o montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER, que será composto pelo desvio de geração anual acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual anterior. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar.

75.1. O montante de energia entregue anualmente pelo Agente Vendedor para verificação da Faixa de Tolerância é calculado da seguinte forma:

$$MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} = SCE_{p,t,l,f^{CER-1}} + DESV\_G_{p,t,l,f^{CER-1}} + ADDC\_MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

Onde:

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$DESV\_G_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Desvio Anual da Geração da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$ADDC\_MEF_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

**Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

76. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, denominado de Saldo da Conta de Energia Preliminar, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e

o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} = \max(\min(MEF_{p,t,l,f^{CER-1}}; M\_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}); -M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}})$$

Onde:

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

#### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de apuração de cada ano contratual, ou seja, dois meses após o término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual.

77. Apurado o Saldo da Conta de Energia Preliminar será estabelecido o Saldo da Conta residual conforme os seguintes comandos:

77.1. A partir do primeiro ano contratual de cada quinquênio, o Saldo da Conta de Energia Preliminar será transferido para o ano subsequente até o último ano do mesmo quinquênio.

77.2. Ao final do último ano do quinquênio, sendo verificado Saldo da Conta de Energia Preliminar positivo, o Agente Vendedor, poderá estabelecer o quanto do saldo de energia será repassado para a Conta de Energia do quinquênio seguinte, estabelecendo um Fator de Repasse a ser aplicado sobre o saldo acumulado.

77.3. Desta forma, o Saldo da Conta de Energia residual será obtido, conforme a seguinte expressão:

*Se o ano  $f^{CER}$  for o primeiro ano do quinquênio:*

$$SCE_{p,t,l,f^{CER}} = \max\left(0; \min(SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} - MONT\_CEH_{p,t,l,f^{CER-1}}; MONT\_RE_{p,t,l,f^{CER-1}})\right)$$

*Caso contrário:*

$$SCE_{p,t,l,f^{CER}} = SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}}$$

$$\forall f^{CER-1} \in qn - 1$$

Onde:

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia residual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_RE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

### **Importante:**

Este cálculo é realizado no segundo mês de cada ano contratual, ou seja, dois meses após ao término do período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” que está sendo analisado.

O cálculo se inicia no segundo ano do período contratual, sendo que tanto o Saldo da Conta de Energia Residual ( $SCE_{p,t,l,f}^{CER}$ ), como o Montante de Repasse ( $MONT\_RE_{p,t,l,f}^{CER}$ ) do primeiro ano contratual serão nulos.

O Montante de Repasse é limitado ao Saldo da Conta de Energia Preliminar disponível para o período quinquenal. ( $MONT\_RE_{p,t,l,f}^{CER} + MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER} \leq SCEP$ ), onde o Montante de cessão “ $MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$ ” é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

Para o último ano do último quinquênio do período de suprimento o Montante de Repasse “ $MONT\_RE_{p,t,l,f}^{CER}$ ” será nulo.

### **Determinação da Receita de Venda**

78. A Receita de Venda estabelecida no CER corresponde à remuneração a ser recebida pelo agente vendedor de Energia de Reserva pelo comprometimento de entrega da energia elétrica contratada nas condições definidas no contrato, sendo composta pela Receita Fixa, Receita Variável e pela Receita Antecipada. Estas serão definidas com base no Preço de Venda, e nos montantes de Energia Contratada e Energia Gerada, conforme estabelecido no CER.

### **Reajuste do Preço de Venda**

79. O Preço de Venda estabelecido será reajustado anualmente pela variação do IPCA do mês anterior ao mês de reajuste fixado no contrato de cada usina, de acordo com a seguinte equação:

Se o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”, corresponder ao mês de reajuste do preço de venda da usina definido no contrato:

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PV\_CER_{p,t,l} * \left( \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{ml}} \right)$$

Caso Contrário:

$$PVA\_CER_{p,t,l,m} = PVA\_CER_{p,t,l,m-1}$$

Onde:

PVA\_CER<sub>p,t,l,m</sub> é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PV\_CER<sub>p,t,l</sub> é o Preço de Venda Original do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

NIPCA<sub>m</sub> é valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“ml” refere-se ao mês base estabelecido no contrato

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

No mês de início de suprimento, considerando também eventual antecipação, será calculado o Preço de Venda Atualizado (PVA\_CER<sub>p,t,l,m</sub>) utilizando o valor absoluto do IPCA do último mês de referência para atualização definido no contrato, com relação ao mês base estabelecido, respeitando o prazo de 12 meses do mês subsequente ao de realização do leilão.

Deverão ser adotadas seis casas decimais exatas, desprezando-se os demais algarismos a partir da sétima casa, inclusive.

Caso o IPCA não seja publicado até este processamento, será utilizado o último índice publicado, e o ajuste será efetuado na primeira liquidação financeira após a publicação do índice que deveria ter sido utilizado.

### **Receita Fixa**

80. A Receita Fixa corresponderá ao pagamento associado à Energia Contratada, sendo repassada ao Agente Vendedor após iniciado o período de apuração da entrega da energia contratada definido no CER, em doze parcelas.

80.1. A Receita Fixa Anual será calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre o montante de Energia Contratada estabelecido para o ano contratual corrente, conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimentos com CER em suprimento do 10º LER em diante:*

$$RFA_{p,t,l,m} = ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

*Para empreendimentos com CER em suprimento do 3° LER:*

$$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RFA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECH_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“qn” refere-se ao quinquênio vigente

#### **Importante:**

Para o primeiro mês de cada quinquênio, a partir do segundo quinquênio, será utilizado o valor da Energia Contratada do Quinquênio ( $ECH_{p,t,l}$ ) anterior.

80.2. A Receita Fixa Mensal apresenta o valor de Receita Fixa Anual dividido em doze parcelas mensais iguais a serem lançadas ao longo de cada ano contratual  $f^{CER}$ , para usina, conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimentos comprometidos com o 10° LER em diante:*

$$RF_{p,t,l,m} = \frac{RFA_{p,t,l,m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

*Para empreendimentos comprometidos com o 3° LER:*

$$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFA_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”, no mês de apuração “m”

$RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”, no mês de apuração “m”

$MESES\_FCER_{p,t,l,f^{CER}}$  refere-se a quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “ $f^{CER}$ ”

### Importante:

O cálculo da Receita Fixa Mensal é realizado a partir do início de suprimento, desconsiderando eventual antecipação.

### Receita Antecipada

81. Os empreendimentos de geração, comprometidos com o 3º Leilão de Energia de Reserva e 10º Leilão de Energia de Reserva em diante, que iniciarem sua operação comercial em data anterior ao início do suprimento, receberão mensalmente, como Receita de Venda, o montante financeiro correspondente a Receita Antecipada, até que se inicie o período de suprimento estabelecido no CER.

81.1. A Receita Antecipada é calculada em função da aplicação do Preço de Venda Atualizado sobre a energia gerada pela usina no período que antecede ao início do suprimento, conforme expressão que segue:

*Se o mês de apuração “m-2” for anterior ao início do suprimento do CER, então:*

$$RANT\_CER_{p,t,l,m} = \sum_{j \in m-2} G\_PROD_{p,t,l,j} * PVA\_CER_{p,t,l,m-2}$$

*Caso Contrário*

$$RANT\_CER_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RANT\_CER_{p,t,l,m}$  é a Receita Antecipada da parcela de usina “p”, associada ao produto “t”, do leilão “l”, para o mês de apuração “m”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$PVA\_CER_{p,t,l,m-2}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

No cálculo da Receita Antecipada serão considerados os dados de geração da usina e o Preço de Venda Atualizado, para os meses do período compreendido entre a data de início da antecipação de operação comercial da usina e a data de início do primeiro período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER.

### **Receita Variável**

82. A Receita Variável corresponderá ao pagamento associado à:

82.1. Energia referente à parcela de saldo acumulado da Conta de Energia que extrapolar o limite superior da Faixa de Tolerância, conforme apuração realizada ao final de cada ano contratual.

82.2. Energia referente à parcela do saldo acumulado da Conta de Energia, contida na Faixa de Tolerância e proveniente de desvios positivos de geração, que não foi objeto de repasse e/ou cessão, conforme apuração realizada ao final de cada quinquênio.

82.3. O Montante de Energia Excedente Anual, ou seja, o saldo acumulado da Conta de Energia acima do limite superior da Faixa de Tolerância, é obtido pela diferença positiva entre o mínimo (i) do máximo entre o montante de energia calculado para verificação da faixa de tolerância e (ii) o montante de energia correspondente à margem superior da faixa de tolerância, conforme a seguinte expressão:

$$ME\_A_{p,t,l,m} = \min \left( (M\_SUP\_AMP_{p,t,l,f^{CER-1}} - M\_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}); \max \left( 0; (MEF_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS\_H_{p,t,l,f^{CER-1}} - M\_SUP_{p,t,l,f^{CER-1}}) \right) \right);$$

Onde:

$ME\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_SUP\_AMP_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Margem Superior Ampliada do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS\_H_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

O Montante de Energia Excedente Anual é calculado somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

82.4. A Receita Variável Anual por Geração Excedente, ou seja, devido ao saldo acumulado da Conta de Energia, é obtida em função da aplicação do valor definido em contrato para parcela variável, sobre o Montante de Energia Excedente Anual conforme a seguinte expressão:

*Para as usinas cujo saldo acumulado da conta de Energia estiver entre dez e trinta por cento maior do limite superior ao montante contrato:*

$$RVA\_A\_E_{p,t,l,m} = ME\_A_{p,t,l,m} * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

*Para as usinas cujo saldo acumulado da conta de Energia for superior a trinta por cento do montante contrato:*

$$RVA\_A\_E_{p,t,l,m} = (ME\_A_{p,t,l,m}) * PVA\_CER_{p,t,l,m} + (MEF_{p,t,l,f}^{CER-1} - M\_SUP\_AMP_{p,t,l,f}^{CER-1}) * 0,9 * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVA\_A\_E_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ME\_A_{p,t,l,m}$  é o Montante de Energia Excedente Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_SUP\_AMP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior Ampliada do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

A Receita Variável Anual Excedente é calculada somente no segundo mês de apuração de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será paga em 12 (doze) parcelas mensais uniformes ao longo do ano contratual vigente.

82.4.1. O pagamento da Receita Variável de Excedente será realizado em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração da Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RVA\_E_{p,t,l,m} = \frac{RVA\_A\_E_{p,t,l,muaa}}{12}$$

Onde:

$RVA\_E_{p,t,l,m}$  é a Parcela mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_A\_E_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Anual de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

82.5. O Montante do Saldo Acumulado Quinquenal é calculado a partir da aplicação do fator de repasse e/ou fator de cessão no Saldo da Conta de Energia, conforme expressão que segue.

$$MSA\_QN_{p,t,l,m} = \min \left( M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER-1}; \max \left( 0; \left( SCEP_{p,t,l,f}^{CER-1} + MCS\_H_{p,t,l,f}^{CER-1} - MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER-1} - MONT\_RE_{p,t,l,f}^{CER-1} \right) \right) \right)$$

Onde:

$MSA\_QN_{p,t,l,m}$  é o Montante do Saldo Acumulado Quinquenal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_RE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS\_H_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

O Montante do Saldo Acumulado Quinquenal é calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano contratual de cada quinquênio, a partir do segundo quinquênio, denominado apuração quinquenal.

82.6. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quinquenal e os 23 meses posteriores, a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado na conta de energia contida na Faixa de Tolerância é calculada na apuração quinquenal a partir da valoração, conforme o CER, do Montante do Saldo Acumulado Quinquenal.

82.6.1. O cálculo da Receita Variável por Saldo Acumulado é determinado pela valoração ao preço de venda atualizado, conforme expressão que segue:

$$RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m} = MSA\_QN_{p,t,l,muaqn} * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in 24MP$$

Onde:

$RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MSA\_QN_{p,t,l,m}$  é o Montante do Saldo Acumulado Quinquenal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“muaqn” refere-se ao mês da última apuração quinquenal

“24MP” corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal “muaq” e os 23 meses que o sucedem (“m” a “m+23”)

82.7. Para os demais meses não há cálculo da receita variável, conforme equacionamento a seguir:

$$RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 24M$$

Onde:

$RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“24MP” corresponde ao intervalo de 24 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal “muaqN” e os 23 meses que o sucedem (“m” a “m+23”)

82.8. A Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado é dividida em 24 meses, expressão que segue:

$$RVA\_SA_{p,t,l,m} = \frac{RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m}}{24}$$

Onde:

$RVA\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m}$  é a Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

83. A remuneração mensal a ser repassada ao Agente Vendedor comprometido com CER, na forma de Receita de Venda Total será obtida conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimentos comprometidos com o 10° LER em diante:*

$$RVET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} + RANT\_CER_{p,t,l,m} + RVA\_E_{p,t,l,m} + RVA\_SA_{p,t,l,m}$$

*Para empreendimentos comprometidos com o 3° LER:*

$$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RANT\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER}$ ”, no mês de apuração “m”

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RANT\_CER_{p,t,l,m}$  é a Receita Antecipada da parcela de usina “p”, associada ao produto “t”, do leilão “l”, para o mês de apuração “m”

$RVA\_E_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal da Receita Variável de Excedente da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVA\_SA_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal da Receita Variável por Saldo Acumulado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### Determinação da Receita Fixa Retida

84. A partir do primeiro mês do período de apuração da entrega da energia contratada no CER, o Agente Vendedor de Energia de Reserva terá direito ao recebimento da Receita Fixa Mensal, desde que o estágio de implantação do empreendimento de geração comprometido com o CER esteja em operação comercial. Caso o empreendimento de geração não entre em operação comercial na data programada, a Receita Fixa mensal será retida na CONER durante todo o período em que for mantida tal expectativa. Todavia, quando da entrada em operação comercial da usina, o lançamento da receita fixa mensal será realizado conforme a determinação em cada CER:
85. Será considerada como usina em operação comercial para fins da retenção da Receita Fixa Mensal, aquela comprometida com o 3º LER e que possuir pelo menos uma unidade geradora em operação comercial em qualquer hora do mês de apuração. Para as usinas comprometidas com 10º LER em diante, o lançamento da Receita Fixa Mensal voltará a ser feito na proporção da potência em operação comercial, em relação à potência total da usina. A liberação dos valores monetários associados à receita fixa retida ocorrerá no mês em que for apurado o ressarcimento previsto no CER em função de entrega de energia em montante inferior à energia contratada, sendo utilizada juntamente com a receita de venda referente ao mês de apuração, para obter o valor final a ser pago ou recebido do Agente Vendedor de Energia de Reserva.
- 85.1. Para o empreendimento comprometido com o 3º LER que não possui nenhuma unidade geradora em operação comercial no mês, a Receita Fixa Retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

*Se o mês de pagamento do Agente Vendedor de Energia de Reserva for anterior ao mês de apuração do ressarcimento e ambos se refiram a um mesmo ano de entrega “f<sup>CER</sup>”:*

$$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m-1} + RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

*Caso contrário*

$$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m} = 0$$

Onde:

$RF\_RET_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Total de Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

86. Para o empreendimento comprometido com CER, a receita fixa retida é calculada de acordo com a seguinte expressão:

*Caso a usina não tenha entrado em operação comercial:*

$$RET_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$RET_{p,t,l,m} = \mathbf{RET\_OP}_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_OP_{p,t,l,m}$  é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

- 86.1. A retenção de Receita Fixa Mensal é cessada quando a usina se encontrar em operação comercial. No entanto, a partir do 10º LER, a receita deve ser retida na proporção das suas unidades fora de operação comercial, até que a usina se encontre com potência em operação comercial igual à sua capacidade total. Assim, a Retenção Proporcional de Receita é dada conforme a seguinte expressão:

*Para empreendimento comprometido com o 10º LER em diante:*

$$\mathbf{RET\_OP}_{p,t,l,m} = RF_{p,t,l,m} * \mathbf{F\_PFOC\_M}_{p,m}$$

*Caso contrário*

$$\mathbf{RET\_OP}_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_OP_{p,t,l,m}$  é a Retenção Proporcional de Receita da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

86.1.1. O Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal da Usina, para empreendimentos comprometidos com o 10º LER em diante, identifica a proporção de potência da usina que está fora de operação comercial, em relação à sua capacidade total, ponderado por todo o mês, expresso por:

$$F\_PFOC\_M_{p,m} = \frac{\sum_{j \in m} (1 - F\_COMERCIAL\_RES_{p,j})}{M\_SPD_m}$$

Onde:

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$M\_SPD_m$  é a Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

86.1.1.1. O Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva, identifica a proporção de potência da usina que está em operação comercial, em relação à sua capacidade total, expresso por:

$$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} (CAP_{i,j})}{\min(CAP\_T\_GF_{p,j}; CAP\_T_p)} \right)$$

Onde:

$F\_COMERCIAL\_RES_{p,j}$  é o Fator de Energia Comercial de usinas comprometidas com Energia de Reserva da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T_p$  é a Capacidade Instalada Total da parcela de usina “p”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Potência Instalada Total associada à Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”. Nesta expressão, considera-se o conjunto complementar, ou seja, das unidades geradoras que ainda não entraram em operação comercial

87. A receita retida de cada mês da usina é atualizada do mês da retenção até o IPCA disponível no mês do ressarcimento, de acordo com variação do IPCA, considerando o descasamento existente de dois meses entre a divulgação do Índice e a apuração de energia de reserva de acordo com a seguinte expressão:

*Se o mês “m” não for o terceiro mês de apuração do ano contratual*

$$RET\_A_{p,t,l,m,mr} = (RET_{p,t,l,mr} - ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,mr}) * \max\left(1; \frac{NIPCA_{m-2}}{NIPCA_{mr}}\right)$$

*Caso contrário*

$$RET\_A_{p,t,l,m,mr} = 0$$

$$\forall mr \in MRF$$

Onde:

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mr” refere-se aos meses anteriores ao “m-2”

MRF é o conjunto de meses do ano “f<sup>CER</sup>” cujo ressarcimento não foi apurado, ou está sendo apurado no mês de apuração “m”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### **Importante:**

Esse cálculo se inicia no quarto mês do primeiro ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, devido ao descasamento entre a apuração da Contratação de Energia de Reserva e disponibilização do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

88. A receita retida acumulada considera tanto o valor da receita retida atualizada, quanto aquela que vai ser objeto de atualização, somente para fins de montante de apuração de encargo, conforme seguinte equação:

$$RET\_ACUM_{p,t,l,m} = \sum_{mr} RET\_A_{p,t,l,m,mr} + \sum_{3MM} (RET_{p,t,l,m} - ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m})$$

Onde:

$RET\_ACUM_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Acumulada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“3MM” corresponde ao intervalo que compreende o mês de apuração “m” e os 2 meses que o antecedem (“m-2” a “m”)

“mr” refere-se aos meses anteriores ao “m-2”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

89. A liberação da retenção da Receita Fixa será realizada no mês de apuração do ressarcimento previsto no CER, da seguinte forma:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$RET\_TP_{p,t,l,m} = \sum_{mr \in f^{CER-1}} RET_{p,t,l,mp} + RET\_A_{p,t,l,m,mr}$$

*Caso contrário:*

$$RET\_TP_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_TP_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_A_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta de atraso na operação comercial Atualizada da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mp” é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega “ $f^{CER-1}$ ”

“mr” refere-se ao conjunto de meses, compreendido no intervalo entre o início do ano de entrega “ $f^{CER}$ ” até o “m-3”, limitado ao mês de ressarcimento do ano de entrega “ $f^{CER}$ ”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento.

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

A Receita Parcial do empreendimento comprometido com CER é definida com base na sua Receita de Venda Total e as Receitas Fixas Retidas, conforme segue:

$$REC\_PAR_{p,t,l,m} = RVET_{p,t,l,m} - RET_{p,t,l,m} + ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m} + ADDC\_RV_{p,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_PAR_{p,t,l,m}$  é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET_{p,t,l,m}$  é a Receita fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OP_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_RV_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### **Determinação do Ressarcimento pela Insuficiência na Entrega de Energia ao CER**

91. Ao longo do período de apuração da entrega da energia comprometida com o CER o agente vendedor de Energia de Reserva deverá garantir a entrega da energia contratada mediante geração proveniente da usina comprometida com CER ou por meio do mecanismo de cessão de energia proveniente de outro agente vendedor consagrado vencedor do mesmo leilão. A verificação de montante de entrega de energia em montantes inferiores à energia contratada no período de apuração sujeitará ao agente vendedor o pagamento de montante financeiro correspondente ao ressarcimento por insuficiência de geração.

### **Apuração Anual**

#### **Para empreendimentos comprometidos com o 3ºLER**

- 91.1. O montante total de energia não fornecida pelas parcelas de usina comprometidas com o mesmo CER é obtido a partir da diferença entre (i) a quantidade total de energia comprometida com CER e (ii) o total de geração destinada para atendimento ao contrato, descontada a energia que deixou de ser gerada em função de fatores não gerenciáveis pelos Agentes Vendedores comprometidos com aquele CER, e a quantidade de energia adquirida por meio do mecanismo de cessão, conforme expressão que segue:

*Se o mês de apuração “m” corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:*

$$\begin{aligned}
&TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \\
&= \max \left( 0; \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right. \\
&\quad \left. - \left( \sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} (GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m-2} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m-2}) \right) \right) \\
&\quad - \sum_{p \in PCER} QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}} - \sum_{p \in PCER} \sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} CE_{pcd,pcs,t,l,m-2} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m-2} \\
&\quad \quad \quad pcs = p
\end{aligned}$$

Onde:

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$GM\_PROD\_CER_{p,t,l,m}$  é a Geração Mensal para Atendimento ao CER de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“CEPCD” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcd” que cederam para a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

91.2. A Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, de cada parcela de usina, é obtida a partir da relação entre a energia contratada pela parcela de usina e o montante total contratado no CER, aplicada sobre o montante total de energia não fornecida pelas usinas comprometidas com o mesmo CER, conforme expressão que segue:

Se o mês de apuração “m” corresponder ao mês de apuração do ressarcimento:

$$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * \frac{QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}}{\sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

91.2.1. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio acrescido de 15%, conforme segue:

Se:

$$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} > \left( 0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = 1,15 * PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER  
 “m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

### Importante:

A apuração da não entrega de energia ao CER levará em consideração a verificação de atendimento ao compromisso contratual apurado de forma global, ou seja, o total de energia não entregue ao CER será comparado com o total de energia contratada por todas as usinas comprometidas com CER.

A quantidade de energia não fornecida ao CER apurada para as usinas integrantes de um mesmo CER será rateada na proporção da energia contratada.

91.2.1. Para os empreendimentos comprometidos com o 3º LER em diante, caso a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER **não** ultrapasse a marca de 10% da Quantidade de Energia Comprometida com CER, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é precificado pelo Preço de Venda Médio, conforme segue:

Se:

$$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} \leq \left( 0,1 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} \right)$$

Então:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * ENF\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$TOT\_ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Quantidade Total de Energia não Fornecida ao CER, associado ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$ENF\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Quantidade de Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$PVM\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

91.3. Caso o mês de apuração não corresponda ao mês de apuração do ressarcimento associada a um determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER é ZERO, expresso por:

$$RESS\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

#### **Para empreendimentos comprometidos com o 10°LER em diante**

92. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final do ano contratual for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar situa-se abaixo da margem inferior da faixa de tolerância, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pela seguinte expressão:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER:*

$$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m} = (-1) * \min \left( 0; \left( MEF_{p,t,l,f}^{CER-1} + M\_INF_{p,t,l,f}^{CER-1} - MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER-1} \right) \right) * 1,15 * PVA\_CER_{p,t,l,m}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_A\_GI_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_A\_Gl_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MEF_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da faixa de tolerância do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MONT\_CEH_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

O ressarcimento devido à geração inferior será calculado somente no segundo mês de apuração denominado mês de apuração de ressarcimento anual, de cada ano contratual, a partir do segundo ano contratual, e será cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais.

92.1. Tendo em vista que a Receita Total Retida é liberada no momento da apuração do ressarcimento para abatimento do mesmo, a Apuração Líquida visa calcular o montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, conforme a expressão a seguir:

*Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):*

$$APA\_LIQ_{p,t,l,m} = RET\_TP_{p,t,l,m} - RESS\_A\_Gl_{p,t,l,m}$$

*Caso contrário:*

$$APA\_LIQ_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$APA\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_TP_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_A\_Gl_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Anual devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Apuração Quinquenal

93. Para os empreendimentos de geração comprometidos com CER, em que ao final de cada quinquênio for verificado que o Saldo da Conta de Energia Preliminar está contido na faixa de tolerância e que foi proveniente de desvios negativos de geração, o valor do ressarcimento devido pelo Agente Vendedor será estabelecido pelas seguintes expressões:
- 93.1. Para empreendimentos vencedores do 10º Leilão de Energia de Reserva em diante a valoração do ressarcimento quinquenal é realizada com base no preço de venda atualizado acrescido em 6%:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quinquenal):

$$\begin{aligned}
 RESS\_QN\_SN_{p,t,l,m} &= (-1) \\
 & * \min \left( 0; \max \left( -M\_INF_{p,t,l,f^{CER-1}}; \left( SCEP_{p,t,l,f^{CER-1}} + MCS\_H_{p,t,l,f^{CER-1}} \right. \right. \right. \\
 & \left. \left. \left. - MONT\_CEH_{p,t,l,f^{CER-1}} \right) \right) \right) * 1,06 * PVA\_CER_{p,t,l,m} \\
 & \quad \forall m \in f^{CER}
 \end{aligned}$$

Caso contrário:

$$RESS\_QN\_SN_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RESS\_QN\_SN_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$M\_INF_{p,t,l,f^{CER}}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MCS\_H_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quinquênio “qn”

$MONT\_CEH_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CER</sup>” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

“q” refere-se ao quinquênio vigente

**Importante:**

O ressarcimento devido a saldo negativo será calculado no segundo mês de apuração do primeiro ano de cada quinquênio o, a partir do segundo quinquênio, denominado mês de apuração de ressarcimento quinquenal, sendo cobrado do Agente Vendedor em 12 (doze) parcelas mensais uniformes.

93.2. Após o abatimento do montante resultante do abatimento do Ressarcimento Anual devido à Geração Inferior ao Limite, eventual montante positivo ainda é utilizado para abatimento do Ressarcimento Quinquenal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia na apuração quinquenal, conforme a expressão a seguir:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração quinquenal):

$$APQN\_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA\_LIQ_{p,t,l,m}) - RESS\_QN\_SN_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$APQN\_LIQ_{p,t,l,m} = \max(0; APA\_LIQ_{p,t,l,m})$$

Onde:

$APQN\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Quinquenal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APA\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_QN\_SN_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Parcelas Mensais**

94. A cobrança do Ressarcimento anual devido à geração inferior ao limite será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago do empreendimento de PCH ou CGH, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme a expressão a seguir:

$$RESS\_GI_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APA\_LIQ_{p,t,l,muaa})}{12}$$

$$\forall m \in f^{CER}$$

Onde:

$RESS\_GI_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APA\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Anual Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaa” refere-se ao mês da última apuração anual

95. A cobrança do Ressarcimento quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia será realizada em parcelas mensais uniformes, consideradas na apuração do Valor a ser pago ou recebido do empreendimento PCH ou CGH, durante os 12 meses a partir do mês de apuração do ressarcimento, conforme as expressões a seguir:

95.1. Para os meses compreendidos entre o mês da última apuração quinquenal e os 11 meses posteriores, é calculada a Parcela Mensal do Ressarcimento Quinquenal, conforme as condicionais descritas abaixo:

$$RESS\_SN_{p,t,l,m} = \frac{(-1) * \min(0; APQN\_LIQ_{p,t,l,muaqn})}{12}$$

$$\forall m \in 12MP$$

Onde:

$RESS\_SN_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APQN\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Quinquenal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaqn” refere-se ao mês da última apuração quinquenal

“12MP” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal “muaqn” e os 11 meses que o sucedem (“m” a “m+11”)

95.2. Para os demais meses não há pagamento do ressarcimento, conforme equacionamento a seguir:

$$RESS\_SN_{p,t,l,m} = 0$$

$$\forall m \notin 12MP$$

Onde:

$RESS\_SN_{p,t,l,m}$  é a Parcela Mensal do Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“muaqn” refere-se ao mês da última apuração quinquenal

“12MP” corresponde ao intervalo de 12 meses que compreende o mês da última apuração quinquenal “muaqn” e os 11 meses que o sucedem (“m” a “m+11”)

96. Caso o montante de Receita Retida seja suficiente para abater os eventuais ressarcimentos apurados, o valor positivo resultante é apurado e será creditado ao valor a ser pago ao agente:

Se “m” for o mês de apuração do ressarcimento previsto no CER (apuração anual):

$$RET\_TPL_{p,t,l,m} = \max(0; APQN\_LIQ_{p,t,l,m})$$

Caso contrário:

$$RET\_TPL_{p,t,l,m} = 0$$

Onde:

$RET\_TPL_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$APQN\_LIQ_{p,t,l,m}$  é a Apuração Quinquenal Líquida do Ressarcimento da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente

97. Para os empreendimentos vencedores do 10º LER em diante o montante financeiro final a ser pago ou recebido do empreendimento de PCH ou CGH comprometido com o CER será estabelecido em função (i) da receita de venda total calculada para o mês de apuração, acrescida da receita retida líquida, (ii) da parcela do ressarcimento devido a geração inferior, (iii) da parcela do ressarcimento devido a saldo negativo na conta de energia e (iv) da parcela devido a Ajuste Decorrente da apuração de fonte hidráulica, conforme expressão que segue:

$$VHIDRO_{p,t,l,m} = REC\_PAR_{p,t,l,m} + RET\_TPL_{p,t,l,m} - RESS\_GI_{p,t,l,m} - RESS\_SN_{p,t,l,m}$$

Onde:

$VHIDRO_{p,t,l,m}$  é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$REC\_PAR_{p,t,l,m}$  é a Receita Parcial do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RET\_TPL_{p,t,l,m}$  é a Receita Total Retida Líquida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_GI_{p,t,l,m}$  é o Ressarcimento da Parcela Mensal devido à geração inferior ao limite da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RESS\_SN_{p,t,l,m}$  é a o Ressarcimento devido ao saldo negativo da conta de energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

98. Para os empreendimentos vencedores do 3º LER cuja receita líquida será obtida na forma que segue:

$$\begin{aligned} REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m} &= RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} * (1 - F\_PFOC\_M_{p,m}) + ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m} \\ &+ RF\_RET_{p,t,l,f^{CER}-1,m} - RESS\_CER_{p,t,l,f^{CER}-1,m} + ADDC\_RECV_{p,t,l,m} \end{aligned}$$

Onde:

$REC\_LIQ_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é o Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$F\_PFOC\_M_{p,m}$  é o Fator de Potência Fora de Operação Comercial Mensal parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$RVET\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RF\_RET_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é o Total da Receita Fixa Retida por conta do atraso da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$RESS\_CER_{p,t,l,f}^{CER,m}$  é o Ressarcimento Final pela Energia não Fornecida ao CER, da parcela de usina, “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_REAP\_OPCOM_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_RECV_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas da Receita Líquida de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“mp” é o último mês de pagamento da receita fixa mensal do período de apuração da entrega de energia ao CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER-1</sup>”

“f<sup>CER</sup>” é o ano de entrega associado a cada período de apuração da entrega da energia do CER

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

99. O valor financeiro a ser pago ou recebido pela usina pode conter valores referentes à reapurações de outros meses, logo o valor recebe um motante financeiro referente à esta possível diferença, conforme expressão que segue:

*Para empreendimentos comprometidos com o 3° LER:*

$$TOT\_ER_{p,t,l,m} = REC\_LIQ_{p,t,l,f}^{CER,m} + DIF\_REAP_{p,t,l,m}$$

*Para empreendimentos comprometidos com o 10° LER em diante:*

$$TOT\_ER_{p,t,l,m} = VHIDRO_{p,t,l,m} + DIF\_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$TOT\_ER_{p,t,l,m}$  é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$VHIDRO_{p,t,l,m}$  é o Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$REC\_LIQ_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Receita Líquida da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$DIF\_REAP_{p,t,l,m}$  Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### 2.4.2. Dados de Entrada do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte PCH e CGH

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD</b>		
<b>ADDC_G_TOT_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas</b>		
<b>ADDC_REAP_OP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de Reapuração de Operação Comercial para Eólicas da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas de o Montante de Energia</b>		
<b>ADDC_MEF<sub>p,t,l,f^{CER}</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas do Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”

	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		
	<b>Capacidade Instalada</b>	
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição "i", de unidade geradora associada à parcela de usina "p", no período de comercialização "j"
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<hr/>		
	<b>Capacidade Instalada Total</b>	
<b>CAP<sub>Tp</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total da usina "p", definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Capacidade Instalada Total associada à Garantia Física</b>	
<b>CAP<sub>TGF<sub>p,j</sub></sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada à Garantia Física da usina "p", no período de comercialização "j", definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Diferença de Reapuração de Energia de Reserva</b>	
<b>DIF<sub>REAP<sub>p,t,l,m</sub></sub></b>	Descrição	Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<hr/>		

<b>Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição por ano contratual</b>		
<b>ENF_DT<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	<b>Descrição</b>	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/ distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração de entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ” Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	ANEEL
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	<b>Descrição</b>	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	Comprometimento de Contratos Regulados (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero
<b>Montante de Cessão</b>		
<b>MONT_CEH<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	<b>Descrição</b>	Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano “f <sup>CER</sup> ”
	<b>Unidade</b>	MWh
	<b>Fornecedor</b>	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

<b>Montante de Repasse</b>		
<b>MONT_RE<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de meses vigente contidos no f<sup>CER</sup></b>		
<b>MESES_FCER<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Quantidade de meses vigentes da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, contidos no ano de apuração “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão</b>		
<b>MCS_H<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o ano “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva

	(Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)	
	Valores Possíveis Positivos ou Zero	
<b>Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), utilizado para atualização monetária do preço de venda do CER, no mês de reajuste anual “m”, estabelecido no CER
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos
	<b>Preço de Venda de Referência estabelecido no CER</b>	
<b>PV_CER<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Preço de Venda de Referência estabelecido no CER para remuneração da parcela de usina “p”, para cada ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

#### 2.4.3. Dados de Saída do Detalhamento das Etapas de Apuração para Fonte PCH e CGH

<b>Energia Contratada no quinquênio</b>		
<b>ECH<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Venda Atualizado</b>		
<b>PVA_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina, “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”.
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Receita Fixa Retida por conta de atraso na entrada em operação comercial do Empreendimento Eólico</b>		
<b>RET<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Total Retida do Empreendimento Eólico</b>		
<b>RET_TP<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita Total Retida por conta do atraso na operação comercial da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m” da parcela de usina
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita de Venda Total do Empreendimento</b>		
<b>RVET<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Energia de Reserva</b>		
<b>TOT_ER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Total de apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH</b>		
<b>VHIDRO<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Valor a ser Pago ou Recebido do Empreendimento PCH ou CGH comprometido com CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 3. Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

#### Objetivo:

Determinar o valor do Encargo de Energia de Reserva a ser pago pelos Usuários de Energia de Reserva, nos termos da [regulamentação específica Resolução Normativa nº 337 de 2008](#).

#### Contexto:

O Encargo de Energia de Reserva a ser cobrado de todos os Usuários de Energia de Reserva é calculado em função (i) do total de receitas fixas líquidas pagas aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva, (ii) do saldo da CONER no montante do cálculo, (iii) dos valores monetários decorrentes da adoção do mecanismo de retenção da receita fixa, (iv) dos recursos financeiros necessários para cobrir os custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE, e (v) do valor correspondente a um fundo de garantia constituído para suportar eventuais inadimplências no pagamento deste encargo setorial.

A [Figura 16](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

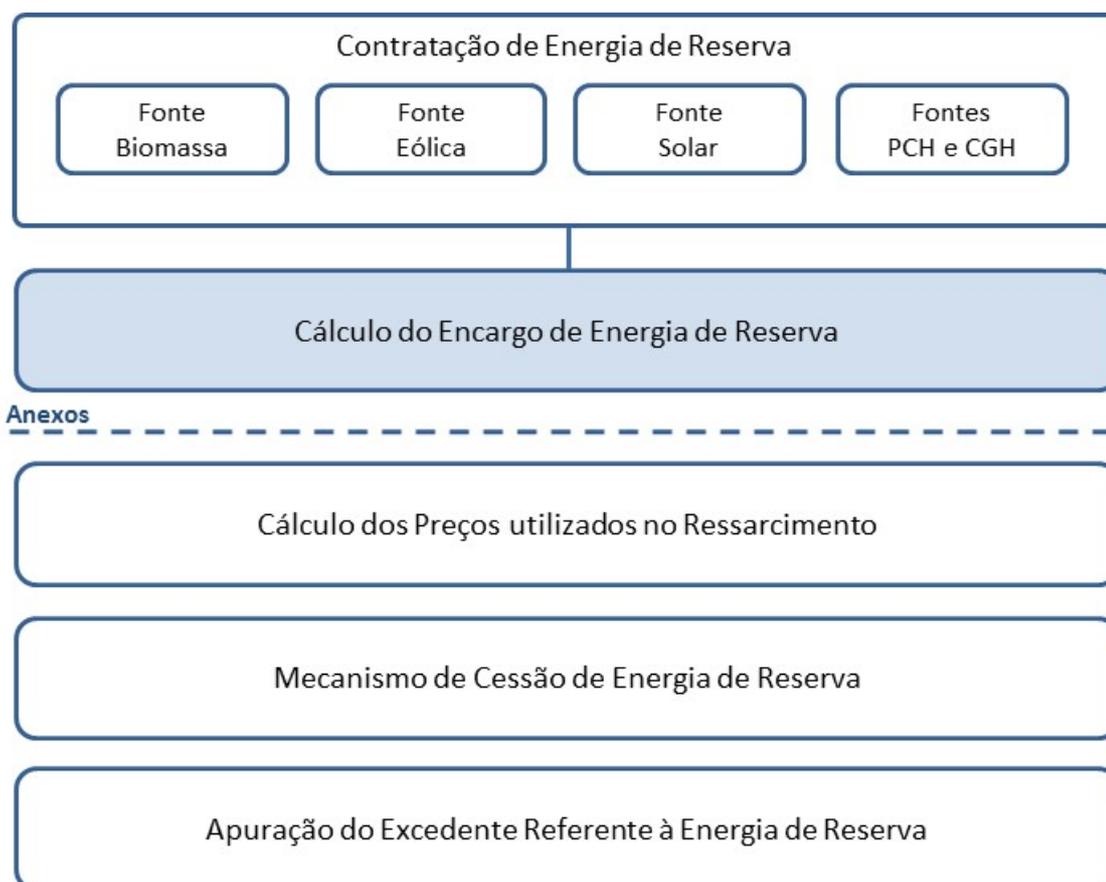


Figura 16: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

### 3.1. Detalhamento do Cálculo do Encargo de Reserva

#### 3.1.1. Total Líquido de Pagamentos aos Agentes

100. O Total Líquido de Pagamentos aos Agentes comprometidos com o CER será determinado através da consolidação dos montantes financeiros cobrados ou pagos a todas as parcelas de usina de propriedade do agente, comprometidas com cada um dos produtos em cada um dos leilões de reserva, e corresponderá ao valor final de recebimento ou pagamento do agente. O Total Líquido de Pagamentos é obtido de acordo com a seguinte expressão:

$$TOT\_LIQ\_PAG_m = \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} \left( \max(0; (TOT\_ER_{p,t,l,m})) \right)$$

Onde:

$TOT\_LIQ\_PAG_m$  é a Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração “m”

$TOT\_ER_{p,t,l,m}$  é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ $f^{CER}$ ” refere-se ao período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano do período de suprimento, no mês de apuração “m”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### 3.1.2. Fundo de Garantia

101. O fundo de garantia é constituído a partir da aplicação do fator de composição do fundo estabelecido pela ANEEL sobre o total de recurso financeiro a ser pago mensalmente aos Agentes Vendedores de Energia de Reserva para cada produto de cada leilão de Energia de Reserva. O cálculo do fundo de garantia é obtido de acordo com a expressão a seguir:

$$FGAR_m = \left( \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} (RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + RVET_{p,t,l,m}) \right) * FC\_FG_m$$

Onde:

$FGAR_m$  é o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração “m”

$RVET\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RVET_{p,t,l,m}$  é a Receita de Venda Total do Empreendimento, de cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FC\_FG_m$  é o Fator de Composição do Fundo de Garantia para mês de apuração “m”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### 3.1.3. Encargo de Energia de Reserva

102. O Encargo de Energia de Reserva será calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$EER_m = \frac{\max(0; (TOT\_LIQ\_PAG_m + FGAR_m + CAFT_m - SCONER\_EF_m))}{\sum_{m \in 12M} \sum_a (TRC\_SEG\_ENER_{a,m-2} + REC\_AJU_{a,m-2})}$$

Onde:

$EER_m$  é Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração “m”

$TOT\_LIQ\_PAG_m$  é a Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração “m”

$SCONER\_EF_m$  é o Saldo Efetivo da CONER no mês de apuração “m”

$FGAR_m$  é o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração “m”

$CAFT_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão da CONER no mês de apuração “m”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$REC\_AJU_{a,m}$  é o Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente “a”, para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração “m”, contabilizados e certificados

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

O excedente financeiro na CONER a ser destinado ao MCP para restituição aos agentes pagadores do Encargo de Energia de Reserva é apurado no módulo Consolidação de Resultados das Regras de Comercialização.

102.1. A fim de considerar o saldo que será percebido no momento da Liquidação de Energia de Reserva, o Saldo Efetivo da CONER considera o resultado financeiro do agente ACER na

Liquidação do Mercado de Curto Prazo que será realizada, com base no montante apurado na última contabilização do MCP, de acordo com a seguinte expressão:

$$SCONER_{EF_m} = SCONER_m + V_{TOT\_LIQUI}_{a,m-1} + ADDC\_SCONER_m + V_{RES\_DSS}_{m,u}$$

Onde:

$SCONER_{EF_m}$  é o Saldo Efetivo da CONER no mês de apuração “m”

$SCONER_m$  é o Saldo da CONER no mês de apuração “m”

$ADDC\_SCONER_m$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER no mês de apuração “m”

$V_{TOT\_LIQUI}_{\alpha,m}$  é o Valor Total a ser Liquidado, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$V_{RES\_DSS}_{a,m}$  é o Valor da diferença de reapuração de Energia de Reserva relacionado a agentes Desligados Sem Sucessão absorvidos pela CONER no mês de apuração “m”, referente ao último processamento “u”

“a” é o agente ACER

103. O Encargo de Energia de Reserva será rateado entre os agentes com medição de consumo em função da média histórica de 12 meses do consumo de referência para pagamento do encargo por razão energética determinado por agente, acrescido de eventuais ajustes de consumo deliberados pelo Conselho de Administração da CCEE. O valor do Encargo de Energia de Reserva a ser pago por cada agente será calculado conforme expressão que segue:

$$EER_{C_{a,m}} = EER_m * \sum_{m \in 12M} (TRC\_SEG\_ENER_{a,m-2} + REC\_AJU_{a,m-2})$$

Onde:

$EER_{C_{a,m}}$  é o Valor do Encargo da Energia de Reserva a ser pago por cada perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$EER_m$  é o Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração “m”

$TRC\_SEG\_ENER_{a,m}$  é o Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$REC\_AJU_{a,m}$  é o Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do Consumo Mensal do perfil de agente “a”, para fins do Rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração “m”

“12M” é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração “m”, contabilizados e certificados

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### 3.1.4. Reapuração de Energia de Reserva

104. Para o tratamento da reapuração é calculada a diferença entre processamentos do Valor Total Apurado de Energia de Reserva. Posteriormente é aplicada atualização monetária e juros, quando aplicável, conforme segue:

$$DIF\_TOT\_ER_{p,t,l,m,u} = TOT\_ER_{p,t,l,m,u} - TOT\_ER_{p,t,l,m,u-1}$$

Onde:

$DIF\_TOT\_ER_{p,t,l,m,u}$  é a Diferença entre Processamentos do Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, referente ao último processamento “u”

$TOT\_ER_{p,t,l,m}$  é o Valor Total Apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“u” refere-se ao último processamento realizado para o mês de apuração “m”

105. A diferença entre processamentos em virtude de reapuração de Energia de Reserva, após após a incorporação da atualização monetária, relacionado a agentes desligados sem sucessão, será absorvido pelo saldo da CONER, podendo eventualmente gerar pagamento de Encargo de Energia de Reserva, conforme definido nos comandos a seguir:

$$V\_RES\_DSS_{m,u} = \sum_{p \in PDSS} \sum_t \sum_l DIF\_REAP_{p,t,l,m}$$

Onde:

$V\_RES\_DSS_{a,m}$  é o Valor da diferença de reapuração de Energia de Reserva relacionado a agentes Desligados Sem Sucessão absorvidos pela CONER no mês de apuração “m”, referente ao último processamento “u”

$DIF\_REAP_{p,t,l,m}$  é a Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”, referente ao último processamento “u”

“PDSS” é o conjunto de usinas “p” relacionadas a agentes desligados sem sucessão (exceto usinas vinculadas a perfil específico ou cobrança judicial)

“u” refere-se ao último processamento realizado para o mês de apuração “m”

### 3.1.5. Dados de Entrada do Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER</b>	
<b>ADDC_SCNER<sub>m</sub></b>	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER no mês de apuração “m”
Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Saldo CONER no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Negativos
<b>CAFT<sub>m</sub></b>	<b>Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE na gestão da CONER</b>

	<p>Representa os recursos necessários para o ressarcimento dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE para gestão da CONER no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”</p>
	Unidade R\$
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos
<b>Diferença de Reapuração de Energia de Reserva</b>	
<b>DIF_REAP<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p>Diferença de Reapuração de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p>
	Unidade R\$
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero
<b>Fator de Composição do Fundo de Garantia</b>	
<b>FC_FG<sub>m</sub></b>	<p>Fator a ser aplicado sobre o montante total de pagamento as usinas comprometidas com CER no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m” para constituição do Fundo de Garantia da CONER</p>
	Unidade n.a.
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos
<b>Ajuste no Consumo do Agente por determinação do Conselho de Administração da CCEE</b>	
<b>REC_AJU<sub>a,m</sub></b>	<p>Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente “a”, para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”</p>
	Unidade MWh
	Fornecedor CCEE
	Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero
<b>RVET_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub></b>	<b>Receita de Venda Total o Empreendimento à Biomassa</b>

Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Biomassa, PCH e CGH)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Receita de Venda Total o Empreendimento

<b>RVET<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Receita de Venda Total do Empreendimento, de cada parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Saldo da CONER

<b>SCONER<sub>m</sub></b>	Descrição	Saldo da Conta de Energia de Reserva (CONER) verificado pela CCEE junto à instituição financeira mantenedora desta conta, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Energia de Reserva

<b>TOT_ER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Total de apurado de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Determinação do Valor Financeiro a Pagar ou Receber do Agente para a Fonte PCH e CGH)

	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero.
<b>Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva</b>		
<b>TRC_SEG_ENER<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de Energia de Reserva por agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Total a ser Liquidado</b>		
<b>V_TOT_LIQU<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Valor do total a ser liquidado pelo agente liquidante ou principal “α”, no mês de apuração, “m”, decorrente de um processo de contabilização da CCEE
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Liquidação (Apuração dos Valores a Liquidar)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

### 3.1.6. Dados de Saída do Cálculo do Encargo de Energia de Reserva

<b>Encargo de Energia de Reserva a ser pago pelos Agentes com Medição de Consumo</b>		
<b>EER_C<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor do Encargo da Energia de Reserva a ser pago por cada perfil de agente “a”, com medição líquida de consumo, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva</b>		
<b>FGAR<sub>m</sub></b>	Descrição	Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração “m”
	Unidade	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva</b>		
<b>TOT_LIQ_PAG<sub>m</sub></b>	Descrição	Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Contratação de Energia de Reserva”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

##### 4.1. Anexo I – Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos previstos no CER

###### Objetivo:

Estabelecer os preços utilizados para valorar os ressarcimentos devidos pelos Agentes Vendedores de Energia de Reserva.

###### Contexto:

Em acordo com cláusula contratual, o Agente Vendedor de Energia de Reserva, em função da entrega de energia em montantes inferiores aos de energia contratada, sujeitar-se-á ao pagamento de valor específico correspondente a cada unidade de energia não fornecida. Para correta aplicação desse ressarcimento, faz-se necessário obter o preço de referência definido no CER. A [Figura 17](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

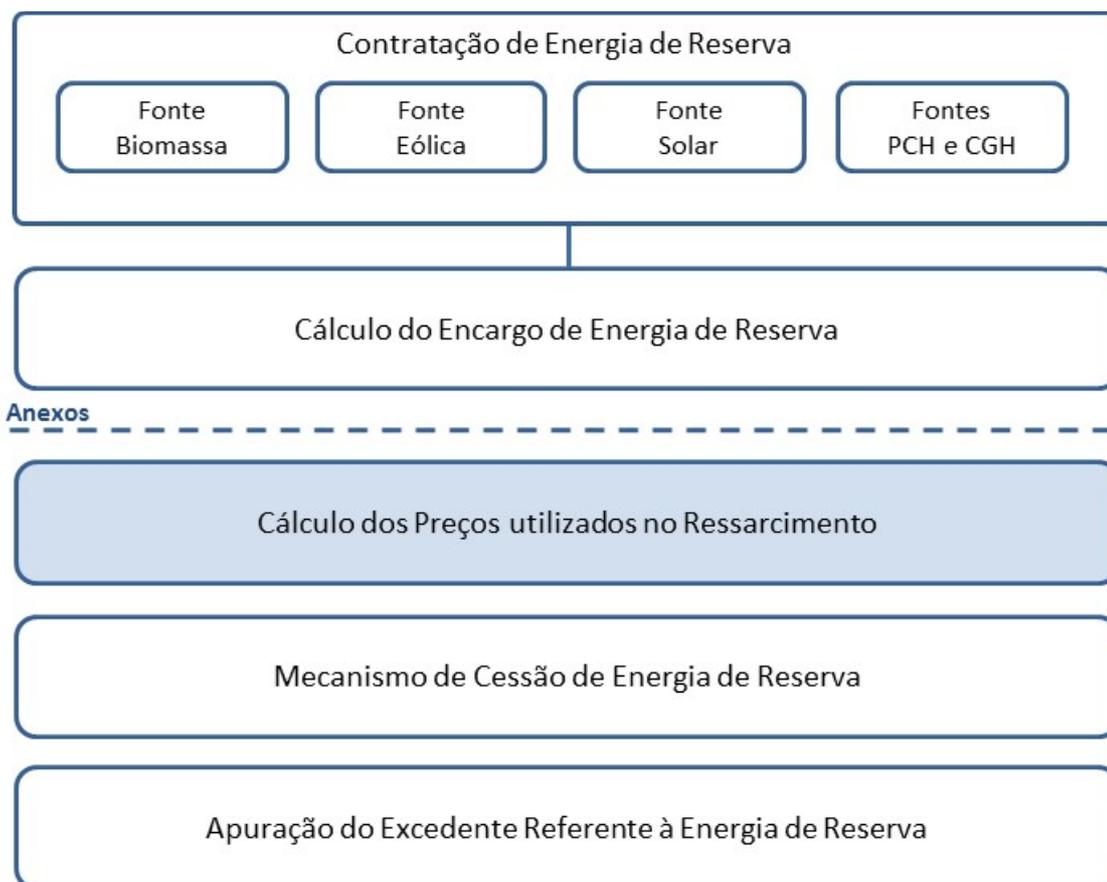


Figura 17: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Contratação de Energia de Reserva”

#### 4.1.1. Detalhamento do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

O processo de cálculo dos preços utilizados nos ressarcimentos previstos no CER é composto pelos seguintes comandos e expressões:

106. As usinas termelétricas a biomassa, com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, PCHs e CGHs, utilizam para valorar os eventuais ressarcimentos devidos pelo Agente Vendedor de Energia de Reserva por motivo de entrega de energia em montante inferior ao contratado estabelecido no CER, os seguintes preços:
  - a) Valor Unitário da Receita Fixa estabelecida no CER, para os empreendimentos comprometidos no 1º leilão de Energia de Reserva; e
  - b) Preço de Venda Médio estabelecido no CER, para os empreendimentos A comprometidos do 3º leilão de Energia de Reserva em diante.

- 106.1. Para usinas termelétricas a biomassa, com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, comprometidas com CER oriundos do 1º Leilão de Energia de Reserva, o Valor Unitário da Receita Fixa, expresso em R\$/MWh, é calculado mediante a obtenção da razão entre a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER e a Quantidade de Energia Comprometida com CER, ambos associados ao ano da entrega da energia do ressarcimento, expresso por:
  - a) Valor Unitário da Receita Fixa estabelecida no CER, para os empreendimentos comprometidos no 1º leilão de Energia de Reserva; e
  - b) Preço de Venda Médio estabelecido no CER, para os empreendimentos A comprometidos do 3º leilão de Energia de Reserva em diante.

Se o mês de apuração “m” for o mês de apuração do ressarcimento, associado a determinado período de apuração da entrega da energia “f<sup>CER</sup>”, então:

$$VEC\_RF_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{\sum_{m \in f^{CER}} RFA\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{12 * QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

VEC\_RF<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é o Valor Unitário da Receita Fixa, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

RFA\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub> é a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, para o período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

QEC\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub> é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto, “t”, do leilão “l”, associada ao período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” “m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

#### **Importante:**

A Receita Fixa Anual Atualizada (RFA\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub>) considerada no cálculo do valor da energia comprometida com a receita fixa (VEC\_REF<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>) corresponderá ao valor mensal da receita fixa anual associada ao mesmo ano de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”, do ressarcimento que está sendo apurado no mês de apuração “m”.

Caso o mês de cálculo do ressarcimento seja anterior ao último mês do ano f<sup>CER</sup>, deverá ser replicado para os meses restantes o último valor da Receita Fixa Anual Atualizada (RFA\_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub>).

106.2. Para usinas termelétricas a biomassa, com modalidade de despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, PCHs e CGHs, comprometidas com CER oriundos do 3º Leilão de Energia de Reserva em diante, o Preço de Venda Médio estabelecido no CER, para usinas comprometidas com CERs celebrados do 3º Leilão de Energia de Reserva em diante, expresso em R\$/MWh é obtido pela média ponderada dos Preços de Venda das usinas comprometidas com o mesmo CER, referente ao ano contratual da energia não entregue, conforme a seguinte expressão:

Se o mês de apuração “m” for o mês de apuração do ressarcimento, associado a determinado período de apuração da entrega da energia “f<sup>CER</sup>”, então:

$$PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} = \frac{\sum_{m \in f^{CER}} \sum_{p \in PCER} (PVA\_CER_{p,t,l,m} * QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}})}{12 * \sum_{p \in PCER} QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}}$$

Onde:

$PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é o Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina, “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m”

$PVA\_CER_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda Anual Atualizado da parcela de usina, “p”, comprometida com CER, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, associada ao período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“m” refere-se ao mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva

### Importante:

O Preço de Venda Anual Atualizado ( $PVA\_CER_{p,t,l,m}$ ) considerado no cálculo do Preço de Venda Médio do CER ( $PVM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$ ) corresponderá ao valor mensal do preço de venda anual associado ao mesmo ano de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”, do ressarcimento que está sendo apurado no mês de apuração “m”.

Caso o mês de cálculo do ressarcimento seja anterior ao último mês do ano f<sup>CER</sup>, deverá ser replicado para os meses restantes o último valor do Preço de Venda Anual Atualizado ( $PVA\_CER_{p,t,l,m}$ ).

#### 4.1.2. Dados de Entrada do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

Quantidade de Horas no Mês		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
Preço de Liquidação das Diferenças Horário		
<b>PLD_H<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de Contabilização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Energia Comprometida com CER</b>		
<b>QEC_CER<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “fCER”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento à Biomassa</b>		
<b>RFA_CER<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup>,m</b>	Descrição	Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento comprometido com CER da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do primeiro leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “fCER”
	Unidade	R\$/ano
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Preço de Venda Atualizado</b>		
<b>PVA_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda Atualizado da parcela de usina “p”, comprometida com CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Fontes Biomassa, PCH e CGH /Eólica)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.1.3. Dados de Saída do Cálculo dos Preços Utilizados nos Ressarcimentos

<b>Preço de venda Médio do CER</b>		
<b>PVM_CER<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup>,m</b>	Descrição	Preço de Venda Médio do CER, para cada parcela de usina “p”, comprometida com o mesmo CER, para cada produto “t”, do leilão “l”, do período de

	apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$/MWh
Valores Possíveis	Positivos

#### Valor da Energia Comprometida com a Receita Fixa

VEC_RF <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub>	Descrição	Preço apurado ao longo de um mês de apuração “m”, segundo a Receita Fixa Anual Atualizada do Empreendimento Comprometido com CER associada à parcela de usina “p” termelétrica a biomassa, para cada produto “t”, do primeiro leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER “f <sup>CER</sup> ”, para fins de cálculo de eventuais ressarcimentos devidos.
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

## 4.2. Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

### Objetivo:

Estabelecer os montantes de energia e lastro passíveis de cessão, bem como os ajustes financeiros necessários no âmbito da Contratação de Energia de Reserva.

### Contexto:

De maneira a minimizar os riscos de não cumprimento às obrigações contratuais foi criado o Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva ~~(Resolução Normativa nº452/2011)~~, onde empreendimentos a biomassa comprometidos com CER, dentro do seu período de apuração, passíveis a ressarcimento contratual podem adquirir energia e energia/lastro de outros vendedores de um mesmo leilão e localizados em um mesmo submercado, desde que ambos os empreendimentos envolvidos estejam em operação comercial ou cuja entrada em operação comercial apresente atraso inferior a 12 meses, contado do início de suprimento do CER.

Usinas sujeitas à apuração de Penalidade por Insuficiência de Lastro para Venda no Âmbito da Contratação de Energia de Reserva também podem adquirir energia/lastro no Mecanismo de Cessão, sujeitas às mesmas restrições.

Os empreendimentos eólicos também podem realizar cessão, através dos montantes positivos presentes na Conta de Energia, ao final de cada quadriênio, para empreendimentos que possuam saldo negativo em sua Conta de Energia nesse mesmo período, e forem vencedores no mesmo produto e leilão.

No caso de reapuração de energia de reserva os montantes referentes à cessão não serão alterados por se tratar de negociações bilaterais, altera-se apenas os demais montantes atrelados às entregas de energia de reserva.

A [Figura 18](#) situa a etapa do cálculo deste mecanismo para as usinas termelétricas a biomassa em relação ao módulo completo:

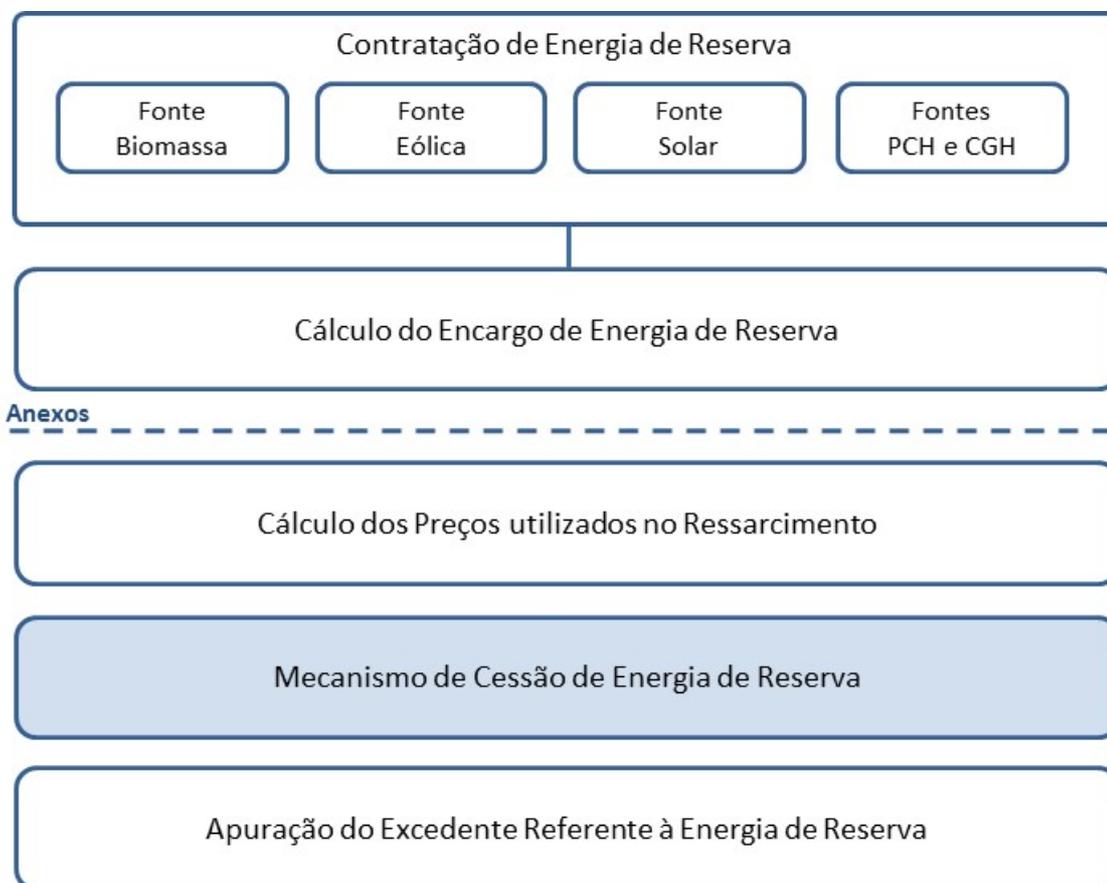


Figura 18: Esquema geral do módulo “Contratação de Energia de Reserva”

#### 4.2.1. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de fonte Biomassa

O Mecanismo de Cessão, aplicável às usinas termelétricas a biomassa com Modalidade de Despacho tipos IB, IIB, IIC ou III, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva, que estejam em operação comercial ou cuja entrada em operação comercial apresente atraso inferior a 12 meses, contado do início de suprimento do CER, é descrito conforme as seguintes etapas:

107. As cessões poderão ser realizadas em duas modalidades (i) Energia e (ii) Energia/Lastro, sendo que esta implica o comprometimento do lastro do cedente em montante igual ao valor cedido.
108. As cessões registradas e validadas pelas partes não são passíveis de reprocessamento.

#### **Importante:**

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do MCP e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência “m” deste Anexo e o mês de apuração do EER.

### Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

109. A cessão na modalidade energia somente é permitida a empreendimentos que geraram montantes superiores à sua garantia física definida em ato regulatório, levada ao centro de gravidade do sistema.
110. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para fonte biomassa de cada usina cedente é obtido por meio do menor valor entre a geração da usina disponível no ACL e a geração total do empreendimento, acumulada no ano corrente até o mês de apuração, acima da garantia física, no centro de gravidade, como demonstram as seguintes equações:

Se no mês de apuração "m"  $\sum_{j \in f} G_{p,j} + \sum_{m \in f} ADDC_{G_{p,m}} > GF_{CG_{p,f}}$ :

$$CE_{PRE_{p,m}} = \min \left( \max \left( 0; \sum_{j \in f} G_{p,j} + \sum_{m \in f} ADDC_{G_{p,m}} - GF_{CG_{p,f}} \right); \sum_{j \in m} G_{DISP\_ACL_{p,j}} + ADDC_{G\_ACL_{p,m}} \right)$$

*Caso contrário:*

$$CE_{PRE_{p,m}} = 0$$

Onde:

$CE_{PRE_{p,m}}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para fonte biomassa da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de Usina "p", no Período de Comercialização "j"

$GF_{CG_{p,f}}$  é a Garantia Física Anual, no Centro de Gravidade, da parcela de usina "p", no ano civil "f"

$G_{DISP\_ACL_{p,j}}$  é a Geração Disponível Livre da parcela de Usina "p", no período de apuração "j"

$ADDC_{G_{p,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a geração da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

$ADDC_{G\_ACL_{p,m}}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina "p" no mês de apuração "m"

"f" é o ano civil do mês de apuração "m"

111. A Garantia Física Anual no Centro de Gravidade da usina, para fins de verificação da geração excedente para cessão de energia é obtida com base na garantia física definida em ato regulatório, aplicado o respectivo Fator de Disponibilidade, bem como as perdas internas e as perdas médias da Rede Básica do ano civil anterior, na sua devida proporção:

$$GF_{CG_{p,f}} = \sum_{m \in f-1} \left( (GF_p * M_{HORAS}_m * F_{DISP_{p,m}}) * F_{PDI\_GF_{p,f-1}} * \left( \frac{\sum_{j \in f-1} UXP\_GLF_{p,j}}{\sum_{m \in f-1} M_{HORAS}_m} \right) \right)$$

Onde:

$GF_{CG_{p,f}}$  é a Garantia Física Anual, no Centro de Gravidade, da parcela de usina “p”, no ano civil “f”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de Usina, “p”

$M_{HORAS_m}$  é a Quantidade Total de Horas do mês de apuração “m”

$F_{DISP_{p,m}}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$F_{PDI_{GF_{p,f}}}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p” no ano de apuração “f”

$UXP_{GLF_{p,j}}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p” por período de comercialização “j”

“f” é o ano civil do mês de apuração “m”

### Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia/Lastro

112. O Montante Total Passível para Cessão de Energia/Lastro Preliminar é obtido de acordo com o total de geração destinada ao Ambiente Comercialização Livre, limitada à garantia física disponível no ACL, conforme a seguinte equação:

$$CEL_{PRE_{p,m}} = \min \left( \left( \sum_{j \in m} G_{DISP\_ACL_{p,j}} + ADDC\_G\_ACL_{p,m} \right); GFIS\_ACL\_M_{p,m} \right. \\ \left. - REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p,m,mr} \right) \\ mr = m$$

Onde:

$CEL_{PRE_{p,m}}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia/Lastro Preliminar para fonte biomassa da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G_{DISP\_ACL_{p,j}}$  é a Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_ACL\_M_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física Mensal não Comprometida com contratos por disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_G\_ACL_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$REC\_SALDO\_GFIS\_U_{p^*,m,mr}$  é o Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”

“mr” representa o mês de referência de formação de saldo de recomposição, compreendendo o intervalo de meses de “m-11” a “m”

### Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais

113. O  $CE_{PRE_{p,m}}$  e  $CEL_{PRE_{p,m}}$  são os limitantes individuais de cada modalidade de cessão. Adicionalmente, soma dos montantes negociados de cessão de energia e energia/lastro não pode ser superior à geração disponível no Ambiente de Comercialização Livre do mês:

$$\sum_{pcs} (CE_{pcd,pcs,t,l,m} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m}) \leq \sum_{j \in m} G_{DISP\_ACL_{p,j}} + ADDC\_G\_ACL_{p,m}$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$G_{DISP\_ACL_{p,j}}$  é a Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_G\_ACL_{p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

114. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas a biomassa, no mesmo submercado, que venderam no mesmo leilão, ainda que em produtos diferentes, estando a parte cessionária dentro de seu período de apuração.

### Determinação da transferência do efeito do Mercado de Curto Prazo

115. As cessões realizadas implicam na necessidade de um ajuste financeiro mensal da usina cedente à usina cessionária, uma vez que este mecanismo consiste na transferência de energia, e conseqüentemente do seu valor financeiro associado na Liquidação Financeira do MCP, para o ambiente de Contratação de Energia de Reserva.

116. O Fator de Modulação da usina cedente é utilizado para que a transferência do efeito do Mercado de Curto Prazo se dê de forma proporcional ao montante cedido em cada período de comercialização do mês como demonstra a seguinte equação:

$$F_{MOD\_CED_{p,j}} = \frac{G_{p,j}}{\sum_{j \in m} G_{p,j}}$$

$$p = pcd$$

Onde:

$F\_MOD\_CED_{p,j}$  é o Fator de Modulação da usina “p” cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

117. A cessão de energia negociada bilateralmente é realizada em base mensal, entretanto é necessário realizar diversos ajustes em base horária. Por esse motivo é utilizado o Fator de Modulação da usina cedente para obtermos o montante de Cessão de Energia Modulada para fonte biomassa, de acordo com a seguinte equação:

$$CE\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j} = CE_{pcd,pcs,t,l,m} * F\_MOD\_CED_{p,j}$$

$$p = pcd$$

Onde:

$CE\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$  é a Cessão de Energia Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, ponderada para cada período de comercialização “j”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_MOD\_CED_{p,j}$  é o Fator de Modulação da usina “p” cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização “j”

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” cedente está localizada

118. O mesmo fator é aplicado ao montante de cessão de energia/lastro de forma análoga, de acordo com a seguinte equação:

$$CEL\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j} = CEL_{pcd,pcs,t,l,m} * F\_MOD\_CED_{p,j}$$

$$p = pcd$$

Onde:

$CEL\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$  é a Cessão de Energia/Lastro Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, ponderada para cada período de comercialização “j”

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_MOD\_CED_{p,j}$  é o Fator de Modulação da usina “p” cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização “j”

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” cedente está localizada

119. O valor referente ao efeito no Mercado de Curto Prazo de cada cessão realizada, em ambas as modalidades, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m} = \sum_{j \in m} \left( (CE\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j} + CEL\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}) * PLD_{s,j} \right)$$

Onde:

$EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente “pcd”, para a parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CE\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$  é a Cessão de Energia Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, ponderada para cada período de comercialização “j”

$CEL\_MOD_{pcd,pcs,t,l,j}$  é a Cessão de Energia/Lastro Modulada para fonte biomassa negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, ponderada para cada período de comercialização “j”

$F\_MOD\_CED_{p,j}$  é o Fator de Modulação da usina “p” cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva utilizado para valoração da cessão em cada período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” cedente está localizada

120. O valor a ser deduzido da usina cedente, referente às cessões realizadas em ambas as modalidades, é obtido conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_EMCP\_CED_{p,t,l,m} = \left( \sum_{pcs \in CEPCS} \sum_{t \in l} EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m} \right) * PCT\_PROD_{p,t,l,m}$$

$$p = pcd$$

Onde:

TOT\_EMCP\_CED<sub>p,t,l,m</sub> é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente “pcd”, associada ao produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

EMCP\_MCE<sub>pcd,pcs,t,l,m</sub> é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente “pcd”, para a parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

PCT\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é o Percentual de Comprometimento dos Produtos de um mesmo leilão da usina “p”, para cada produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

"CEPCS" é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcs” que adquiriram cessão de Energia de Reserva da parcela de usina cedente “pcd”

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

- 120.1. De modo realizar a correta associação dos valores financeiros aos produtos em que a usina cedente tem comprometimento em determinado leilão, é apurado para cada usina cedente o Percentual de Comprometimento dos Produtos de um mesmo Leilão que representa proporcionalmente a participação de cada produto em relação ao leilão:

$$PCT\_PROD_{p,t,l,m} = \frac{GF\_PROD_{p,t,l,m}}{\sum_{t \in l} GF\_PROD_{p,t,l,m}}$$

$$\forall p = pcd$$

Onde:

PCT\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é o Percentual de Comprometimento dos Produtos de um mesmo Leilão da usina “p”, para cada produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

GF\_PROD<sub>p,t,l,m</sub> é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

121. Ao final do período de apuração, quando o mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva corresponder ao mês de apuração do ressarcimento associado a determinado ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, é realizado um repasse financeiro da CONER para cada agente cessionário, referente ao montante de cessões adquiridas que ultrapassou o atendimento do seu compromisso contratual com CER. Montante este que corresponde a quantidade adquirida através do Mecanismo de Cessão e não utilizado, que ao final do período de apuração deve ser repassado ao agente cessionário.

122. O valor a ser recebido pelo cessionário referente aos Efeitos do Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão em ambas as modalidades, é obtida de acordo com a seguinte equações:

Se o mês de apuração “m” corresponder ao último mês do período de apuração da parcela de usina “p”:

$$TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m} = \left( \sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m} \right) * F\_RPCS_{p,t,l,m}$$

Caso contrário:

$$TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m} = 0$$

$$p = pcs$$

Onde:

$TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente “pcd”, para a parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$F\_RPCS_{p,t,l,m}$  é o Fator de Repasse ao cessionário referente ao montante de cessão não utilizado pela usina “p” cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto “t” do cessionário, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

“CEPCD” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcd” que cederam para a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“p” representa a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“m” corresponde ao último mês do período de apuração

122.1. De forma a realizar o repasse ao agente cessionário do valor referente ao montante de cessão não utilizada por ele no âmbito da Contratação de Energia de Reserva, é determinado um fator pela relação entre a quantidade de energia comprometida com o CER não gerada pela usina e o total de cessão adquirida pela usina ao longo do período de apuração de entrega de energia ao CER, conforme a seguinte equação:

Se o mês de apuração “m” corresponder ao último mês do período de apuração da parcela de usina “p”:

$$F\_RPCS_{p,t,l,m} = 1 - \left( \min \left( 1; \frac{\max(0, \sum_{p \in PCER} (QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}} - G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m} - QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}))}{\sum_{m \in f^{CER}} \sum_{pcd \in CEPCD} \sum_{p \in PCER} (CE_{pcd,pcs,t,l,m} + CEL_{pcd,pcs,t,l,m})} \right) \right)$$

*Caso contrário:*

$$F\_RPCS_{p,t,l,m} = 0$$

$$p = pcs$$

Onde:

$F\_RPCS_{p,t,l,m}$  é o Fator de Repasse ao cessionário referente ao montante de cessão não utilizado pela usina “p” cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto “t” do cessionário, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$QEC\_CER_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$G\_TOT\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Total de Geração Destinada para Atendimento ao Produto, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“CEPCD” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcd” que cederam para a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“PCER” é o conjunto de todas as parcelas de usina “p” integrantes do mesmo CER

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“m” corresponde ao último mês do período de apuração

123. Os ajustes financeiros são mensalmente alocados de cada usina cedente à CONER, em virtude das cessões realizadas com as usinas cessionárias para atendimento ao CER, de acordo com a equação a seguir:

$$TOT\_EMCP\_CONER_{p,t,l,m} = \sum_{pcd \in CEPCD} EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$p = pcs$$

Onde:

$TOT\_EMCP\_CONER_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo a ser repassado à CONER, referente à quantidade de cessão utilizada pela usina “p” cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$EMCP\_MCE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é o Efeito no Mercado de Curto Prazo do Mecanismo de Cessão para fonte biomassa realizada da parcela de usina cedente “pcd”, para a parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“CEPCD” é o conjunto de todas as parcelas de usinas “pcd” que cederam para a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“m” corresponde ao mês de apuração do ressarcimento

124. O Montante Financeiro Total Mensal a ser repassado à CONER é a somatória dos ajustes financeiros de todas as usinas cessionárias do Mecanismo de Cessão que tenham sua apuração de ressarcimento no mês de apuração do EER, de acordo com a seguinte equação:

$$= \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} (TOT\_M\_EMCP\_CONER_m - TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m})$$

Onde:

$TOT\_M\_EMCP\_CONER_m$  é o Efeito Mensal Total no Mercado de Curto Prazo de Repasse à CONER, de todas as parcelas de usina “p” cessionárias no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EMCP\_CONER_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo a ser repassado à CONER, referente à quantidade de cessão utilizada pela usina “p” cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EMCP\_CES_{p,t,l,m}$  é o Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

“p” representa a parcela de usina cessionária “pcs” no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

#### 4.2.2. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte Eólica

O Mecanismo de Cessão definido no CER, aplicável às usinas **eólicas**, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva é descrito conforme as seguintes etapas:

125. Para fonte eólica **não** é permitida cessão na modalidade Energia/Lastro.
126. As cessões somente poderão ser realizadas ao final de cada quadriênio, a fim de abater eventual Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia.
127. Os cálculos a seguir são realizados somente no último mês do último ano  $f^{CER}$  de cada quadriênio, após a contabilização do Mercado de Curto Prazo.

#### **Importante:**

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do último mês do último ano  $f^{CER}$  de cada quadriênio e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência “m” deste Anexo e o mês de apuração do EER.

128. O montante cedido nesse mecanismo será abatido da quantidade passível de repasse como saldo para o quadriênio seguinte, através do Montante de Repasse ( $MONT_{CE_{p,t,l,f}^{CER}}$ ), bem como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado ( $RVA_{Q_{SA_{p,t,l,m}}}$ ). A Energia Contratada Reconciliada ( $ECQR_{p,t,l,q}$ ) **não** é impactada pelas cessões realizadas.
129. O montante adquirido nesse mecanismo será considerado para mitigar o Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia.
130. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas eólicas que venderam no mesmo leilão.
131. Somente serão consideradas as cessões registradas e validadas pelas partes, não sendo passíveis de reprocessamento.
132. A cessão de energia nesse mecanismo somente é permitida para empreendimentos que possuam saldos positivos em sua Conta de Energia, bem como a aquisição de energia somente aos empreendimentos com saldos negativos em sua Conta de Energia verificados ao final de cada quadriênio.
133. São permitidas cessões entre mais de um empreendimento, sendo considerado o conjunto das cessões efetivamente realizadas.

### Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

134. A fim de determinar os montantes passíveis de cessão, assim como o montante necessário de aquisição para mitigação de ressarcimento, é necessário apurar de forma preliminar a situação da Conta de Energia de cada empreendimento.
135. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração para Apuração Quadrienal, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quadriênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

$$\begin{aligned}
 DESV\_G\_Q_{p,t,l,f}^{CER} &= \left( \sum_{m \in f^{CER}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 &- \left( ECQ_{p,t,l,q} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m \right) + ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER} \\
 &- \left( \sum_{j \in f^{CER}} GFT\_APTA_{p,j} * PC\_PROD_{p,t,l,m} \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$DESV\_G\_Q_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECQ_{p,t,l,q}$  é a Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$GFT\_APTA_{p,j}$  é Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento com Produtos da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m” “f<sup>CER</sup>” refere-se ao

período de apuração da entrega da energia contratada definida no CER para cada ano contratual do período de suprimento

**Importante:**

O acrônimo  $ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

- 135.1. O montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER é composto pelo Desvio Anual da Geração para Apuração Quadrienal acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar:

$$MEF\_Q_{p,t,l,f}^{CER} = SCE_{p,t,l,f}^{CER} + DESV\_G\_Q_{p,t,l,f}^{CER}$$

Onde:

$MEF\_Q_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quadrienal do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f<sup>CER-1</sup>”

$DESV\_G\_Q_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

136. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada quadriênio, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP\_Q_{p,t,l,f}^{CER} = \max(\min(MEF\_Q_{p,t,l,f}^{CER}; M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}); -M\_INF_{p,t,l,f}^{CER})$$

Onde:

$SCEP\_Q_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF\_Q_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quadrienal do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

137. O Mecanismo de Cessão apresenta algumas limitações para a negociação entre as partes, a fim de garantir que todas as transações atendam as definições contratuais.

137.1. Os empreendimentos eólicos que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cedentes** devem atender as seguintes condições:

137.1.1. Os empreendimentos cedentes devem possuir saldo **positivo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quadriênio, conforme condição a seguir:

$$CE\_EOL\_PRE_{p,t,l,q} > 0$$

Onde:

$CE\_EOL\_PRE_{p,t,l,q}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no quadriênio “q”

137.1.2. Os empreendimentos cedentes devem primeiramente informar o Montante de Repasse, que será utilizado para determinar o montante permitido para registro das cessões, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq (CE\_EOL\_PRE_{p,t,l,q} - MONT\_R_{p,t,l,f}^{CER})$$

$$pcd = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CE\_EOL\_PRE_{p,t,l,q}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no quadriênio “q”

$MONT\_R_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cedente “pcd”

**Importante:**

Caso não seja informado valor para o Montante de Repasse ( $MONT\_R_{p,t,l,f^{CER}}$ ), o mesmo será considerado como zero.

O Montante de Repasse somado ao Montante de Cessão, é limitado ao SCEP. ( $MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}} + MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}} \leq SCEP$ ), onde o Montante de Cessão " $MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ " é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

137.1.2.1. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica determina a quantidade permitida para negociação como **cedente** limitando ao próprio montante verificado de saldo positivo na Conta de Energia ao final do quadriênio:

$$CE\_EOL\_PRE_{p,t,l,q} = \max(0; SCEP\_Q_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$f^{CER} \in q$$

Onde:

$CE\_EOL\_PRE_{p,m}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Eólica da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$SCEP\_Q_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quadrienal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " $f^{CER}$ "

137.2. Os empreendimentos eólicos que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cessionários** devem atender as seguintes condições:

137.2.1. Os empreendimentos cessionários devem possuir saldo **negativo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quadriênio, conforme condição a seguir:

$$MCS\_PRE_{p,t,l,q} > 0$$

Onde:

$MCS\_PRE_{p,t,l,q}$  é o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quadriênio "q"

137.2.2. Os empreendimentos cessionários não podem adquirir cessões acima do montante permitido, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq MCS\_PRE_{p,t,l,q}$$

$$pcs = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MCS\_PRE_{p,t,l,q}$  é o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quadriênio “q”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cessionária “pcs”

137.2.2.1. A fim de mitigar o Ressarcimento Quadrienal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia, é permitida a aquisição de cessão somente até o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão, que representa a necessidade verificada na Conta de Energia ao final do quadriênio.

$$MCS\_PRE_{p,t,l,q} = (-1) * \min(0; SCEP\_Q_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$m \in q$$

Onde:

$MCS\_PRE_{p,t,l,q}$  é o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quadriênio “q”

$SCEP\_Q_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quadrienal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

#### **Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais**

138. Após o registro das cessões, é possível apurar para os empreendimentos **cessionários** o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão, que consiste na soma das cessões realizadas de todos os cedentes para um mesmo cessionário, a fim de determinar o valor que será abatido do Ressarcimento Quadrienal devido ao saldo negativo da conta de energia:

$$MCS_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcs = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$MCS_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cessionária “pcs”

**Importante:**

Este cálculo será realizado no último “f<sup>CER</sup>” de cada quadriênio.

139. Para os empreendimentos **cedentes** é necessária a apuração do Montante de Cessão, que será considerado no cálculo tanto da quantidade passível de repasse como saldo para o quadriênio seguinte, como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quadrienal por Saldo Acumulado. Este fator é obtido verificando-se a representatividade do montante total cedido pelo empreendimento frente ao montante disponível para cessão, conforme o equacionamento abaixo:

$$MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcd = p$$

$$m \in q$$

Onde:

$MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cedente “pcd”

#### 4.2.3. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte Solar Fotovoltaica

O Mecanismo de Cessão definido no CER, aplicável às usinas **solares fotovoltaicas**, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva é descrito conforme as seguintes etapas:

140. Para fonte solar **não** é permitida cessão na modalidade Energia/Lastro.

141. As cessões somente poderão ser realizadas ao final de cada ano contratual, a fim de abater eventual Ressarcimento Anual devido ao saldo negativo da conta de energia.

142. Os cálculos a seguir são realizados somente no último mês de cada ano, após a contabilização do Mercado de Curto Prazo.

**Importante:**

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do último mês de cada ano  $f^{CER}$  e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência "m" deste Anexo e o mês de apuração do EER.

143. O montante cedido nesse mecanismo será abatido da quantidade passível de repasse como saldo para o ano contratual seguinte, através do Montante Repasse Anual ( $MONT\_RA_{p,t,l,f}^{CER}$ ), bem como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Anual por Saldo Acumulado ( $RVA\_A\_SA_{p,t,l,m}$ ).
144. O montante adquirido nesse mecanismo será considerado para mitigar o Ressarcimento Anual devido ao saldo negativo da conta de energia.
145. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas solares que venderam no mesmo leilão.
146. Somente serão consideradas as cessões registradas e validadas pelas partes, não sendo passíveis de reprocessamento.
147. A cessão de energia nesse mecanismo somente é permitida para empreendimentos que possuam saldos positivos em sua Conta de Energia, bem como a aquisição de energia somente aos empreendimentos com saldos negativos em sua Conta de Energia verificados ao final de cada ano contratual.
148. São permitidas cessões entre mais de um empreendimento, sendo considerado o conjunto das cessões efetivamente realizadas.

**Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia**

149. A fim de determinar os montantes passíveis de cessão, assim como o montante necessário de aquisição para mitigação de ressarcimento, é necessário apurar de forma preliminar a situação da Conta de Energia de cada empreendimento.
150. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração para Cessão de Energia Solar, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada anualmente, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

$$\begin{aligned}
 DESV\_G\_ACA_{p,t,l,f^{CER}} &= \left( \sum_{m \in f^{CER}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 &\quad - \left( ECS_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m \right) + QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}
 \end{aligned}$$

Onde:

$DESV\_G\_ACA_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Desvio Anual da Geração para Aplicação da Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECS_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente, da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”

### Importante:

O acrônimo  $QANG\_INV_{p,t,l,f^{CER}}$  pode ser utilizado pela Aneel exclusivamente para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

150.1. O montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER é composto pelo Desvio Anual da Geração para Cessão de Energia Solar acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar:

$$MEF\_ACA_{p,t,l,f^{CER}} = SCE_{p,t,l,f^{CER}} + DESV\_G\_ACA_{p,t,l,f^{CER}}$$

Onde:

$MEF\_ACA_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância para Aplicação da Cessão Anual do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$DESV\_G\_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Desvio Anual da Geração para Aplicação da Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

151. O saldo de energia acumulado preliminar na Conta de Energia ao final de cada ano contratual, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP\_ACA_{p,t,l,f}^{CER} = \max(\min(MEF\_ACA_{p,t,l,f}^{CER}; M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}); -M\_INF_{p,t,l,f}^{CER})$$

Onde:

$SCEP\_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar para Apuração da Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF\_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância para Aplicação da Cessão Anual do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

152. O Mecanismo de Cessão apresenta algumas limitações para a negociação entre as partes, a fim de garantir que todas as transações atendam as definições contratuais.

- 152.1. Os empreendimentos solares que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cedentes** devem atender as seguintes condições:

- 152.1.1. Os empreendimentos cedentes devem possuir saldo **positivo** em sua Conta de Energia verificado ao final do ano contratual, conforme condição a seguir:

$$CE\_SOL\_PRE_{p,t,l,f}^{CER} > 0$$

Onde:

$CE\_SOL\_PRE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

- 152.1.2. Os empreendimentos cedentes devem primeiramente informar o Montante de Repasse Anual, que será utilizado para determinar o montante permitido para registro das cessões, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq (CE\_SOL\_PRE_{p,t,l,f^{CER}} - MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$pcd = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Repasse Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE\_SOL\_PRE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>” “pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cedente “pcd”

### Importante:

Caso não seja informado valor para o Montante de Repasse Anual ( $MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}}$ ), o mesmo será considerado como zero.

O Montante de Repasse Anual somado ao Fator de Cessão Anual. ( $MONT\_RA_{p,t,l,f^{CER}} + MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}} \leq SCEP$ ), onde o Montante de Cessão Anual “ $MONT\_CE_{p,t,l,f^{CER}}$ ” é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

152.1.2.1. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar determina a quantidade permitida para negociação como **cedente** limitando ao próprio montante verificado de saldo positivo na Conta de Energia ao final do ano contratual:

$$CE\_SOL\_PRE_{p,t,l,f^{CER}} = \max(0; SCEP\_ACA_{p,t,l,f^{CER}})$$

Onde:

$CE\_SOL\_PRE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte Solar da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP\_ACA_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar para Apuração da Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

152.2. Os empreendimentos solares que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cessionários** devem atender as seguintes condições:

152.2.1. Os empreendimentos cessionários devem possuir saldo **negativo** em sua Conta de Energia verificado ao final do ano contratual, conforme condição a seguir:

$$MCS\_PRE\_A_{p,t,l,f^{CER}} > 0$$

Onde:

$MCS\_PRE\_A_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante Anual de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f”

152.2.2. Os empreendimentos cessionários não podem adquirir cessões acima do montante permitido, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq MCS\_PRE\_A_{p,t,l,f^{CER}}$$

$$pcs = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MCS\_PRE\_A_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante Anual de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cessionária “pcs”

152.2.2.1. A fim de mitigar o Ressarcimento Anual devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia, é permitida a aquisição de cessão somente até o Montante de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão, que representa a necessidade verificada na Conta de Energia ao final de cada ano contratual.

$$MCS\_PRE\_A_{p,t,l,f^{CER}} = (-1) * \min(0; SCEP\_A_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$m \in f$$

Onde:

$MCS\_PRE\_A_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante Anual de Energia Preliminar Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCEP\_ACA_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar para Apuração da Cessão Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

### Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais

153. Após o registro das cessões, é possível apurar para os empreendimentos **cessionários** o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão, que consiste na soma das cessões realizadas de todos os cedentes para um mesmo cessionário, a fim de determinar o valor que será abatido do Ressarcimento Anual devido ao saldo negativo da conta de energia:

$$MCS\_A_{p,t,l,f}^{CER} = \sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcs = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$MCS\_A_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante Anual de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cessionária “pcs”

154. Para os empreendimentos **cedentes** é necessária a apuração do Fator de Cessão Anual, que será considerado no cálculo tanto da quantidade passível de repasse como saldo para o ano contratual seguinte, como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Anual por Saldo Acumulado. Este fator é obtido verificando-se a representatividade do montante total cedido pelo empreendimento frente ao montante disponível para cessão, conforme o equacionamento abaixo:

$$MONT\_CEA_{p,t,l,f}^{CER} = \sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcd = p$$

$$m \in f^{CER}$$

Onde:

$MONT\_CEA_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cedente “pcd”

#### 4.2.4. Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva de Fonte PCH e CGH

O Mecanismo de Cessão definido no CER, aplicável às usinas **PCH e CGH**, que negociaram nos Leilões de Energia de Reserva é descrito conforme as seguintes etapas:

155. Para fonte PCH e CGH **não** é permitida cessão na modalidade Energia/Lastro.
156. As cessões somente poderão ser realizadas ao final de cada quinquênio, a fim de abater eventual Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia.
157. Os cálculos a seguir são realizados somente no último mês do último ano  $f^{CER}$  de cada quinquênio, após a contabilização do Mercado de Curto Prazo.

#### **Importante:**

Devido ao fato de que este Anexo é processado logo após a apuração da Contabilização do último mês do último ano  $f^{CER}$  de cada quinquênio e que o restante deste módulo somente é apurado utilizando os dados contabilizados e **liquidados**, há descasamento de 2 meses entre o mês de referência “m” deste Anexo e o mês de apuração do EER.

158. O montante cedido nesse mecanismo será abatido da quantidade passível de repasse como saldo para o quinquênio seguinte, através do Montante de Cessão ( $MONT\_CEH_{p,t,l,f^{CER}}$ ), bem como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado ( $RVA\_QN\_SA_{p,t,l,m}$ ).
159. O montante adquirido nesse mecanismo será considerado para mitigar o Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia.
160. As negociações de cessão somente serão efetivadas entre usinas PCH e CGH que venderam no mesmo leilão.
161. Somente serão consideradas as cessões registradas e validadas pelas partes, não sendo passíveis de reprocessamento.
162. A cessão de energia nesse mecanismo somente é permitida para empreendimentos que possuam saldos positivos em sua Conta de Energia, bem como a aquisição de energia somente aos empreendimentos com saldos negativos em sua Conta de Energia verificados ao final de cada quinquênio.

163. São permitidas cessões entre mais de um empreendimento, sendo considerado o conjunto das cessões efetivamente realizadas.

### Determinação do Montante Passível para Cessão de Energia

164. A fim de determinar os montantes passíveis de cessão, assim como o montante necessário de aquisição para mitigação de ressarcimento, é necessário apurar de forma preliminar a situação da Conta de Energia de cada empreendimento.

165. A diferença entre a geração anual da usina e a energia contratada no período considerado será obtida a partir do Desvio Anual de Geração para Apuração Quinquenal, calculado em função da diferença entre a geração destinada para atendimento ao CER e o total de energia contratada no quinquênio, considerando também a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição e a geração de teste durante o período de apta, na forma que segue:

$$\begin{aligned}
 & DESV\_G\_QN_{p,t,l,f^{CER}} \\
 &= \left( \sum_{m \in f^{CER}} \left( \sum_{j \in m} G\_PROD_{p,t,l,j} + ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m} \right) \right) \\
 & - \left( ECH_{p,t,l} * \sum_{m \in f^{CER}} M\_HORAS_m \right) + ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER}}
 \end{aligned}$$

Onde:

$DESV\_G\_QN_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quinquenal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$ADDC\_G\_TOT\_CER_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do Cad, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ECH_{p,t,l}$  é a Energia Contratada de Fonte Hidraulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”

$M\_HORAS_m$  é o número de horas no mês de apuração “m”

$ENF\_DT_{p,t,l,f^{CER}}$  é a Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

**Importante:**

O acrônimo  $ENF\_DT_{p,t,l,f}^{CER}$  pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.

- 165.1. O montante de energia entregue pelo Agente Vendedor para atendimento ao CER é composto pelo Desvio Anual da Geração para Apuração Quinquenal acrescido do saldo acumulado da conta de energia do ano contratual. Estabelecido o montante de energia entregue, o mesmo será comparado com o montante de energia associada à Faixa de Tolerância para composição do saldo acumulado da Conta de Energia Preliminar:

$$MEF\_QN_{p,t,l,f}^{CER} = SCE_{p,t,l,f}^{CER} + DESV\_G\_QN_{p,t,l,f}^{CER}$$

Onde:

$MEF\_QN_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quinquenal do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$SCE_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f<sup>CER-1</sup>”

$DESV\_G\_QN_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Desvio Anual da Geração para Apuração Quinquenal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

166. O saldo de energia acumulado na Conta de Energia ao final de cada quinquênio, é estabelecido em função do maior valor entre (i) o mínimo entre o montante de energia para verificação da faixa de tolerância e o montante de energia equivalente à margem superior do contrato, e (ii) o montante de energia equivalente à margem inferior do contrato, conforme expressão que segue:

$$SCEP\_QN_{p,t,l,f}^{CER} = \max(\min(MEF\_QN_{p,t,l,f}^{CER}; M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}); -M\_INF_{p,t,l,f}^{CER})$$

Onde:

$SCEP\_QN_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quinquenal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$MEF\_QN_{p,t,l,f}^{CER}$  é o Montante de Energia para verificação da Faixa de Tolerância da Apuração Quinquenal do contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$  é a Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$  é Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

167. O Mecanismo de Cessão apresenta algumas limitações para a negociação entre as partes, a fim de garantir que todas as transações atendam as definições contratuais.

167.1. Os empreendimentos PCH e CGH que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cedentes** devem atender as seguintes condições:

167.1.1. Os empreendimentos cedentes devem possuir saldo **positivo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quinquênio, conforme condição a seguir:

$$CE\_HIDRO\_PRE_{p,t,l,qn} > 0$$

Onde:

$CE\_HIDRO\_PRE_{p,t,l,qn}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no quinquênio “qn”

167.1.2. Os empreendimentos cedentes devem primeiramente informar o Fator de Repasse, que será utilizado para determinar o montante permitido para registro das cessões, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq (CE\_HIDRO\_PRE_{p,t,l,qn} - MONT\_RE_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$pcd = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CE\_HIDRO\_PRE_{p,t,l,qn}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH da parcela de usina “p”, para o produto “t”, do leilão “l”, no quinquênio “qn”

$MONT\_RE_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cedente “pcd”

**Importante:**

Caso não seja informado valor para o Montante de Repasse ( $MONT\_RE_{p,t,l, f^{CER}}$ ), o mesmo será considerado como zero.

O Montante de Repasse somado ao Montante de Cessão é limitado ao SCEP. ( $MONT\_RE_{p,t,l, f^{CER}} + MONT\_CEH_{p,t,l, f^{CER}} = SCEP_{p,t,l, f^{CER}}$ ), onde o Montante de Cessão " $MONT\_CEH_{p,t,l, f^{CER}}$ " é obtido por meio do somatório de todas as cessões bilaterais negociadas pela parcela de usina.

167.1.2.1. O Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH determina a quantidade permitida para negociação como **cedente** limitando ao próprio montante verificado de saldo positivo na Conta de Energia ao final do quinquênio:

$$CE\_HIDRO\_PRE_{p,t,l,qn} = \max(0; SCEP\_QN_{p,t,l, f^{CER}})$$

$$f^{CER} \in qn$$

Onde:

$CE\_HIDRO\_PRE_{p,m}$  é o Montante Total Passível para Cessão de Energia Preliminar para Fonte PCH e CGH da parcela de usina "p", no mês de apuração "m"

$SCEP\_QN_{p,t,l, f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quinquenal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de apuração da entrega da energia ao CER " $f^{CER}$ "

167.2. Os empreendimentos PCH e CGH que queiram participar do mecanismo de Cessão como **cessionários** devem atender as seguintes condições:

167.2.1. Os empreendimentos cessionários devem possuir saldo **negativo** em sua Conta de Energia verificado ao final do quinquênio, conforme condição a seguir:

$$MCS\_PRE\_HIDRO_{p,t,l,qn} > 0$$

Onde:

$MCS\_PRE\_HIDRO_{p,t,l,qn}$  é o Montante de Energia Preliminar de Fonte Hidráulica Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no quinquênio "qn"

167.2.2. Os empreendimentos cessionários não podem adquirir cessões acima do montante permitido, conforme a expressão a seguir:

$$\sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m} \leq MCS\_PRE\_HIDRO_{p,t,l,qn}$$

$$pcs = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$MCS\_PRE\_HIDRO_{p,t,l,qn}$  é o Montante de Energia Preliminar Hidráulica Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quinquênio “qn”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cessionária “pcs”

167.2.2.1. A fim de mitigar o Ressarcimento Quinquenal devido ao Saldo Negativo da Conta de Energia, é permitida a aquisição de cessão somente até o Montante de Energia Preliminar Hidráulica Passível de ser adquirida por meio de Cessão, que representa a necessidade verificada na Conta de Energia ao final do quinquênio.

$$MCS\_PRE\_HIDRO_{p,t,l,qn} = (-1) * \min(0; SCEP\_QN_{p,t,l,f^{CER}})$$

$$m \in qn$$

Onde:

$MCS\_PRE\_HIDRO_{p,t,l,qn}$  é o Montante de Energia Preliminar Hidráulica Passível de ser Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quinquênio “qn”

$SCEP\_QN_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Saldo da Conta de Energia Preliminar da Apuração Quinquenal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

#### **Detalhamento do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva após as Negociações Bilaterais**

168. Após o registro das cessões, é possível apurar para os empreendimentos **cessionários** o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão, que consiste na soma das cessões realizadas de todos os cedentes para um mesmo cessionário, a fim de determinar o valor que será abatido do Ressarcimento Quinquenal devido ao saldo negativo da conta de energia:

$$MCS\_H_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcd} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcs = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$MCS\_H_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cessionária “pcs”

**Importante:**

Este cálculo será realizado no último “f<sup>CER</sup>” de cada quinquênio.

169. Para os empreendimentos **cedentes** é necessária a apuração do Montante de Cessão, que será considerado no cálculo tanto da quantidade passível de repasse como saldo para o quinquênio seguinte, como da quantidade a ser liquidada como Receita Variável Quinquenal por Saldo Acumulado. Este fator é obtido verificando-se a representatividade do montante total cedido pelo empreendimento frente ao montante disponível para cessão, conforme o equacionamento abaixo:

$$MONT\_CEH_{p,t,l,f^{CER}} = \sum_{pcs} CE_{pcd,pcs,t,l,m}$$

$$pcd = p$$

$$m \in qn$$

Onde:

$MONT\_CEH_{p,t,l,f^{CER}}$  é o Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f<sup>CER</sup>”

$CE_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“pcd” é a parcela de usina cedente no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina cessionária no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” corresponde à parcela de usina “p”

“t” corresponde ao produto da usina cedente “pcd”

#### 4.2.5. Dados de Entrada do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

ADDC\_G<sub>p,m</sub>

Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração

	<p><b>Descrição</b></p> <p>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto à Geração da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre</b></p>
<b>ADDC_G_ACL<sub>p,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Disponível Livre da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas Utilizado no G_TOT_PROD</b></p>
<b>ADDC_G_TOT_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas quanto a Geração Destinada para Atendimento ao CER, da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos, Negativos ou Zero</p>
	<p><b>Montante de Cessão de Energia negociado bilateralmente</b></p>
<b>CE<sub>pcd,pcst,t,l,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Cessão de Energia negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Agentes</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Montante de Cessão de Energia e Lastro negociado bilateralmente</b></p>
<b>CEL<sub>pcd,pcst,t,l,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Cessão de Energia e Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente</p>

		“pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição por ano contratual</b>	
ENF_DT <sub>p,t,l,f</sub> <sup>CER</sup>	Descrição	Energia não fornecida por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/ distribuição da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração de entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”. Este acrônimo pode ainda ser utilizado pela Aneel para considerar os casos de não fornecimento de energia por postergação do início de suprimento do contrato ou para ressarcimento da energia não fornecida por restrição elétrica.
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Energia Contratada no Quadriênio</b>	
ECQ <sub>p,t,l,q</sub>	Descrição	Energia Contratada no Quadriênio da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, para o quadriênio “q”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica)
	Valores Possíveis	Positivos
<hr/>		
	<b>Energia Contratada de Fonte Hidráulica</b>	
ECH <sub>p,t,l</sub>	Descrição	Energia Contratada de Fonte Hidráulica da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte PCH e CGH)

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Energia Contratada de fonte Solar</b>		
<b>ECS<sub>p,t,l</sub></b>	Descrição	Energia Contratada de fonte Solar da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Disponibilidade</b>		
<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Disponível Livre</b>		
<b>G_DISP_ACL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Disponível Livre para Atendimento aos Contratos por Disponibilidade ou Contratos de

	Energia de Reserva por Quantidade da parcela de Usina, “p”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração Destinada para Atendimento ao Produto**

<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme legislação vigente. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MWmédio
	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração Final de Teste de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel**

<b>GFT_APTA<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração Final de Teste associado à parcela de usina “p”, proveniente de Unidades Geradoras Atestadas Como Aptas a entrar em Operação Comercial pela Aneel, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Determinação da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### **Geração Destinada para Atendimento ao Produto**

<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração Destinada para Atendimento ao Produto da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas

		(Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>GF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física comprometida com contratos por disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Mensal não Comprometida com Contratos por Disponibilidade</b>		
<b>GFIS_ACL_M<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Garantia Física não Comprometida com contratos por disponibilidade da parcela de Usina “p”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB, IIC ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, PCHs e CGHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Repasse</b>		
<b>MONT_R<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante de Repasse</b>		
<b>MONT_RA<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Repasse da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Montante de Cessão</b>	
<b>MONT_CEA<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Montante de Cessão</b>	
<b>MONT_CEH<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Montante de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração de entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Anexo II – Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>QANG_INV<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	<b>Quantidade Anual de Energia Não Gerada Involuntariamente</b>	

Descrição	Quantidade Anual de Energia Comprometida com o CER não gerada para a parcela de usina termelétrica a biomassa “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l” no período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “fCER”. Essa variável contempla apenas a energia que deixou de ser gerada não gerenciável pelo agente proprietário pelo empreendimento, contemplado neste aspecto desde o atraso na entrada em operação das instalações de distribuição ou transmissão das quais depende a usina, até os montantes de energia não entregues devido à redução da geração das usinas por necessidade sistêmica, em obediência a um comando do ONS.
Unidade	MWh
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

#### Margem Inferior do Contrato

$M\_INF_{p,t,l,f}^{CER}$

Descrição	Margem Inferior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “fCER”
Unidade	MWh
Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica / Fonte PCH e CGH)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Margem Superior do Contrato

$M\_SUP_{p,t,l,f}^{CER}$

Descrição	Margem Superior do Contrato da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “fCER”
Unidade	MWh
Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica / Fonte PCH e CGH)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

$PC\_PROD_{p,t,l,m}$

Percentual de Comprometimento com Produtos

	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”</p> <p>n.a.</p> <p>Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos por Disponibilidade)</p> <p>Positivos ou Zero</p>
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
PLD <sub>s,j</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s” e Período de Contabilização “j”</p> <p>R\$/MWh</p> <p>Preço de Liquidação das Diferenças</p> <p>Positivos</p>
<b>Quantidade de Energia Comprometida com o CER</b>		
QEC_CER <sub>p,t,l,f<sup>CER</sup></sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Quantidade de Energia Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, vinculada ao produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega da energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”</p> <p>MWh</p> <p>CCEE</p> <p>Positivos</p>
<b>Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física</b>		
REC_SALDO_GFIS_U <sub>p,m,mr</sub>	<p>Descrição</p> <p>Unidade</p> <p>Fornecedor</p> <p>Valores Possíveis</p>	<p>Recurso Utilizado Proveniente de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”, relativo ao mês de referência de formação de saldo de recomposição “mr”</p> <p>MWh</p> <p>Receita de Venda de CCEAR (Cálculo da Receita de Usinas com CCEARs vigentes e com atraso ou descasamento do cronograma de entrada em operação comercial)</p> <p>Positivos ou Zero</p>

<b>Saldo da Conta de Energia</b>		
<b>SCE<sub>p,t,l,f</sub><sup>CER</sup></b>	Descrição	Saldo da Conta de Energia da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração anterior da entrega da energia ao CER “f <sup>CER-1</sup> ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Detalhamento da Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica / Fonte PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.2.6. Dados de Saída do Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

<b>Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão</b>		
<b>MCS<sub>p,t,l,q</sub></b>	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no quadriênio “q”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão</b>		
<b>MCS_A<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no ano contratual “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão</b>		
<b>MCS_H<sub>p,t,l,fCER</sub></b>	Descrição	Montante de Energia Adquirida por meio de Cessão da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de apuração da entrega da energia ao CER “f <sup>CER</sup> ”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Deduzido do Cedente</b>		
<b>TOT_EMCP_CED<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser deduzido da parcela de usina cedente “pcd”, associada ao produto “t” do cedente, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Creditado ao Cessionário</b>		
<b>TOT_EMCP_CES<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo referente à Cessão para fonte biomassa que deve ser creditado à parcela de usina cessionária “pcs”, associada ao produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Efeito Total no Mercado de Curto Prazo Repassado à CONER por Cessionário</b>		
<b>TOT_M_EMCP_CONER<sub>m</sub></b>	Descrição	Efeito Total no Mercado de Curto Prazo a ser repassado à CONER, de todas as parcelas de usina “p” cessionárias no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva para cada produto “t” do cessionário, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### 4.3. Anexo III - Apuração do Excedente Referente à Energia de Reserva

**Objetivo:**

Apurar os eventuais montantes excedentes na Conta de Energia de Reserva, cuja destinação será a restituição aos Usuários de Energia de Reserva bem como a estimativa dos custos a serem pagos em futuras liquidações, para a identificação de excedentes do resultado do agente ACER na contabilização do MCP.

**Contexto:**

Os Encargos de Energia de Reserva são calculados para pagamento das receitas devidas aos geradores comprometidos com Contratos de Energia de Reserva. Para o cálculo do encargo, pago pelos consumidores, é abatido do saldo disponível na CONER, o montante financeiro resultante da valoração da geração no MCP dos agentes vendedores comprometidos com CERs. Em alguns casos, esse valor pode ser mais do que suficiente para cobrir todos os custos com as receitas a serem pagas para as usinas e as outras obrigações, resultando em um encargo nulo, e em acúmulo de recurso na CONER. Visando minimizar estas sobras financeiras, que seriam imobilizadas por pelo menos um mês, é identificado na contabilização do MCP se o resultado do agente ACER pode vir a ser responsável pela formação de excedente na conta. Para isso, é necessário realizar o cálculo da estimativa de pagamentos futuros de Encargos de Energia de Reserva, que será comparado com o recurso obtido da receita do ACER.

Esta estimativa de excedente, juntamente com eventual excedente financeiro na CONER após o pagamento de todas as receitas devidas aos agentes vendedores comprometidos com CERs, são rateadas entre os agentes pagadores do Encargo de Energia de Reserva e incorporadas aos seus resultados no módulo de “Consolidação de Resultados” a fim de refletir tal repasse na Liquidação Financeira do MCP.

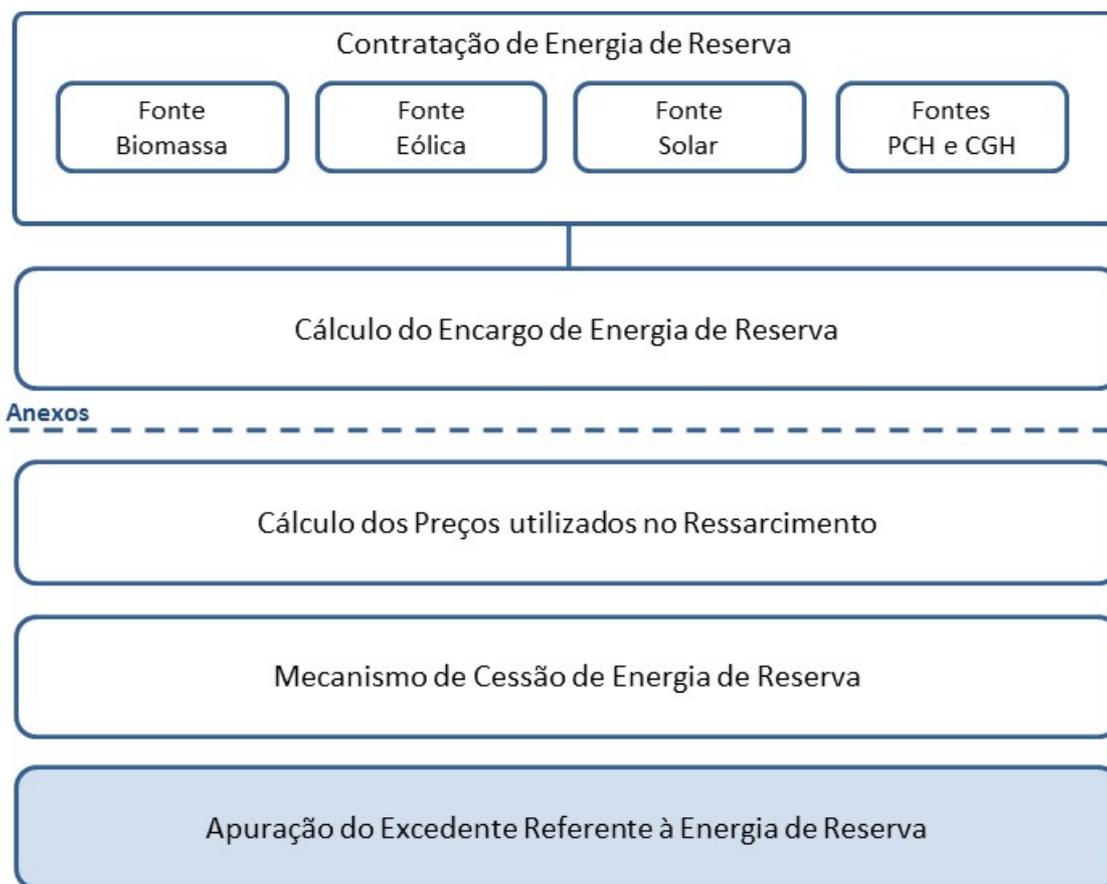


Figura 19: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Consolidação de Resultados"

#### 4.3.1. Detalhamento de Apuração de Excedente da Liquidação de Energia de Reserva

170. O Excedente de Saldo na CONER identifica se a CONER possui montante financeiro mais que suficiente para realizar todos os pagamentos aos agentes vendedores dos Contratos de Energia de Reserva, liquidar os custos administrativos da CCEE e manter o Fundo Garantidor. Caso o saldo seja mais que suficiente para as finalidades citadas, o excedente será destinado como crédito para os agentes pagadores de EER na próxima contabilização do MCP:

$$EXCD\_CONER_m = \max(0; SCONER\_EF_m - TOT\_LIQ\_PAG_m - FGAR_m - CAFT_m)$$

Onde:

$EXCD\_CONER_m$  é o Excedente de Saldo na CONER no mês de apuração "m"

$SCONER\_EF_m$  é o Saldo Efetivo da CONER no mês de apuração "m"

$TOT\_LIQ\_PAG_m$  é a Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$FGAR_m$  é o Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva para o mês de apuração "m"

$CAFT_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão da CONER no mês de apuração "m"

#### 4.3.2. Detalhamento da Estimativa de Pagamentos Futuros da Liquidação de Energia de Reserva para restituição no MCP

171. Para referência na determinação do excedente estimado do agente ACER no MCP, é realizada uma estimativa dos pagamentos futuros da Liquidação de Energia de Reserva. Para o seu cálculo são considerados os últimos valores observados na Liquidação Financeira de Energia de Reserva.
172. A Estimativa de Pagamentos Futuros da Liquidação de Energia de Reserva representa uma previsão dos valores necessários para pagamentos referente à Contratação de Energia de Reserva. Dessa forma, são considerados os últimos valores de receitas atualizadas dos geradores, e os custos administrativos. Além disso, também são inseridos ajustes referentes às decisões administrativas e/ou judiciais não definitivas e que impactam as próximas Liquidações de Energia de Reserva, conforme segue:

$$ESTM\_PFER_m = \left( \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m} + \sum_p \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} RF_{p,t,l,m} \right) + AJUSTES\_ESTM\_PFER_m + CAFT_m$$

Onde:

$ESTM\_PFER_m$  é a Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega " $f^{CER}$ ", no mês de apuração "m"

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$AJUSTES\_ESTM\_PFER_m$  são os Ajustes que impactam as Estimativas de Pagamento Futuro de Energia de Reserva no mês de apuração "m"

$CAFT_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão da CONER no mês de apuração "m"

#### 4.3.3. Dados de Entrada do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

<b>Ajustes que impactam as Estimativas de Pagamento Futuro de Energia de Reserva</b>	
<b>AJUSTES_ESTM_PFER<sub>m</sub></b>	Ajustes que causam impacto nas Estimativas de Pagamento Futuro de Energia de Reserva em virtude de decisões administrativas e/ou judiciais, consolidados no mês de apuração "m"
Descrição	
Unidade	R\$

	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero.
<b>Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE na gestão da CONER</b>		
<b>CAFT<sub>m</sub></b>	Descrição	Representa os recursos necessários para o ressarcimento dos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE para gestão da CONER no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fundo de Garantia para Operacionalização da Contratação da Energia de Reserva</b>		
<b>FGAR<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor destinado a se manter um fundo financeiro com o objetivo de se cobrir eventuais inadimplências na Liquidação de Energia de Reserva, calculado para o mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva – Cálculo do Encargo de Energia de Reserva
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero.
<b>Ajuste no Consumo do Agente por determinação do Conselho de Administração da CCEE</b>		
<b>REC_AJU<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Montante de MWh definido pelo Conselho de Administração da CCEE que altera o valor do consumo mensal do perfil de agente “a”, para fins do rateio do Encargo de Energia de Reserva no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Saldo da CONER</b>		
<b>SCONER<sub>m</sub></b>	Descrição	Saldo da Conta de Energia de Reserva (CONER) verificado pela CCEE junto à instituição financeira mantenedora desta conta, no mês de apuração do Encargo de Energia de Reserva “m”

Unidade	R\$
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total Líquido de Pagamentos na Liquidação da Energia de Reserva

TOT_LIQ_PAG <sub>m</sub>	Descrição	Resultado financeiro que representa os pagamentos a serem realizados para os agentes geradores comprometidos com Contratos de Energia de Reserva no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva – Cálculo do Encargo de Energia de Reserva
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero.

#### Consumo de Referência para Pagamento de Encargo de Energia de Reserva

TRC_SEG_ENER <sub>a,m</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de referência para pagamento de encargos de Energia de Reserva por agente "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Apuração do Valor dos Encargos Não Ajustados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 4.3.4. Dados de Saída do cálculo do Excedente Referente à Energia de Reserva

##### Estimativa de Pagamentos Futuros de Energia de Reserva

ESTM_PFER <sub>m</sub>	Descrição	Valor estimado dos custos a serem incorridos em futura liquidação de Energia de Reserva para o mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## ANEXO XX

### Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD

#### Versão 2021.2.0

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com CCEARs oriundos dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos e existentes.

Os agentes de distribuição de energia elétrica devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada em leilões de compra de energia previstos no artigo 19 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e formalizada por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

Os CCEARs decorrentes dos leilões de energia elétrica, que atendem aos requisitos específicos do artigo 17 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e artigo 22 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (empreendimentos existentes), preveem a possibilidade de redução dos montantes contratados, a critério exclusivo dos agentes de distribuição, visto os riscos inerentes às variações de mercado aos quais esses agentes estão sujeitos.

Contudo, antes da redução na quantidade originalmente contratada com os geradores, deve-se proceder a compensação de sobras e déficits de energia entre os agentes de distribuição.

Este “ajuste” ocorre por meio do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Estabelecido pelo artigo 29 do Decreto nº 5.163/2004, viabilizando a redução ou compensação dos volumes de CCEARs entre os agentes de distribuição.

Ao se processar o mecanismo, promove-se o repasse de energia e potência associada com os vendedores dos leilões entre os agentes de distribuição que possuam sobras de energia (chamados cedentes) para os agentes de distribuição com déficits de energia (cessionários). Consequentemente, o MCSD também auxilia a minimizar ou eliminar eventuais penalidades por insuficiência de lastro de energia às quais os agentes de distribuição estão sujeitos, conforme previsto em regras de comercialização vigentes.

~~As declarações de sobras e déficits pelos agentes de distribuição são voluntárias e o MCSD tem aplicação exclusivamente sobre os CCEARs na modalidade por quantidade de energia.~~

Dado o grande volume de CCEARs existentes nos processamentos do MCSD e o conseqüente volume de cessões entre os agentes de distribuição, a CCEE se tornou responsável por centralizar a apuração e liquidação financeira dos valores envolvidos nas cessões de energia provenientes desse mecanismo.

### MCSD de Energia Nova

O MCSD de Energia Nova possui uma dinâmica específica de funcionamento, constituindo um mecanismo de ajuste de posições contratuais entre as distribuidoras participantes. As distribuidoras declaram sobras, limitadas posteriormente ao montante elegível para participar do mecanismo, e déficits. Além disso, a depender do processamento, também são declaradas pelos vendedores,

proprietários de usinas que não possuam unidades geradoras em operação comercial, ofertas de redução.

Caso as sobras superem os déficits serão apurados os montantes referentes às ofertas de reduções, conforme estabelecido em cada rodada do processamento, sendo priorizadas as ofertas de reduções com maior preço, até o atendimento da diferença entre as sobras e déficits.

Uma vez efetuadas as reduções de todos os contratos dos geradores que tiveram suas ofertas de redução efetivadas, são atualizadas as posições de sobras e déficits para realização das trocas envolvendo apenas as distribuidoras, buscando também o equilíbrio das reduções contratuais, em caso de existir mais sobras do que déficits, mesmo após a efetivação das ofertas de redução.

Assim, no processamento do mecanismo são calculados, para as distribuidoras cedentes, a partir do portfólio passível de cessão, os contratos denominados de Contratos de Cessão de CCEAR, com cada distribuidora cessionária.

De forma análoga ao MCSD de Energia Existente, a liquidação ocorrerá de forma centralizada pela CCEE, sendo as cessões valoradas ao preço médio ponderado dos CCEARs, no momento da liquidação e considerando as respectivas atualizações. Entretanto, tal liquidação ocorre somente entre as distribuidoras e de forma multilateral, ocorrendo compensação de credores e devedores, sem caracterizar a relação entre as partes cedentes e cessionárias.

#### **Importante:**

As compensações resultantes dos processamentos do MCSD de Energia Existente são formalizadas por meio de termos de cessão e têm caráter irrevogável e irretratável até o final do prazo de vigência do período de suprimento do contrato.

Por sua vez, os processamentos do MCSD de Energia Nova não afetam a relação contratual original da distribuidora (cedente) e do vendedor (com exceção das reduções voluntárias), constituindo um "pool" de gerenciamento de risco entre as distribuidoras.

Existem diversas modalidades de MCSD, para compensação de sobras e déficits de energia e potência no âmbito da CCEE, conforme abaixo:

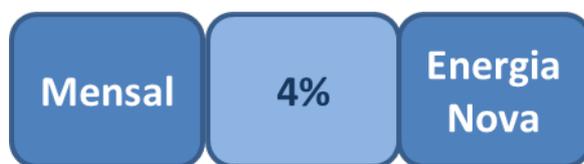


Figura 1: Modalidades do MCSD

Após os processamentos do MCSD Mensal e 4%, os volumes de energia e potência eventualmente não cedidos podem ser devolvidos, de forma proporcional, aos respectivos vendedores envolvidos.

Além das modalidades de MCSD citadas anteriormente, há também o MCSD *Ex-post*, que se diferencia das demais por efetuar compensação de sobras e déficits exclusivamente para fins de apuração da insuficiência de lastro de energia dos agentes de distribuição. O objetivo do MCSD *Ex-post* é mitigar

possíveis penalidades desses agentes motivadas por insuficiência de cobertura contratual de consumo. Nesse caso, não ocorre qualquer alteração de quantidades contratadas, havendo apenas um ajuste financeiro.

Em função do intercâmbio de dados de entrada e saída existente entre o módulo MCSD e o módulo Contratos, conforme demonstra a [Figura 2](#), também é necessário entender a natureza desse relacionamento.

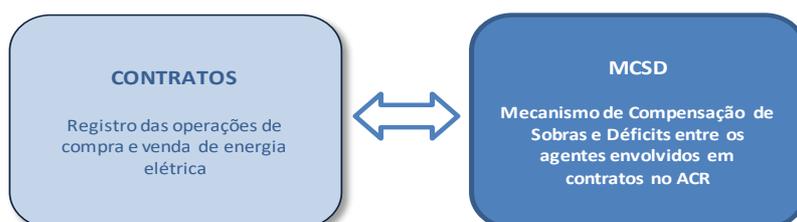


Figura 2: Relação do módulo Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD com o módulo de Contratos

No módulo Contratos constam todos os perfis de sazonalização e modulação para cada tipo de contrato do agente.

O perfil de sazonalização de cada CCEAR é utilizado no MCSD caso um agente de distribuição adquira sobras de energia e potência em um MCSD Mensal. Essa sobra deve respeitar, no ano em vigência, o perfil de sazonalização pré-definido, acordado entre o vendedor e o agente de distribuição cedente ou realizado pela CCEE, conforme processo de sazonalização. No caso do MCSD de Energia Nova, a cessão será sazonalizada de forma uniforme ao longo dos meses, correspondendo ao montante de energia trocado entre as distribuidoras determinado no processamento.

Da mesma forma, após o processamento do MCSD, este módulo também fornece subsídios para os módulos do Mercado de Curto Prazo, para que possa ser determinada o balanço energético e os demais efeitos da contabilização para cada agente, contemplando as alterações nos CCEARs decorrentes das compensações e devoluções associadas ao processamento.

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”, esquematizado na [Figura 3](#), apresenta as etapas de cálculos para realizar o processamento de sobras e déficits declarados pelos agentes de distribuição em cada MCSD e a apuração financeira das compensações/devoluções decorrentes desse processamento:

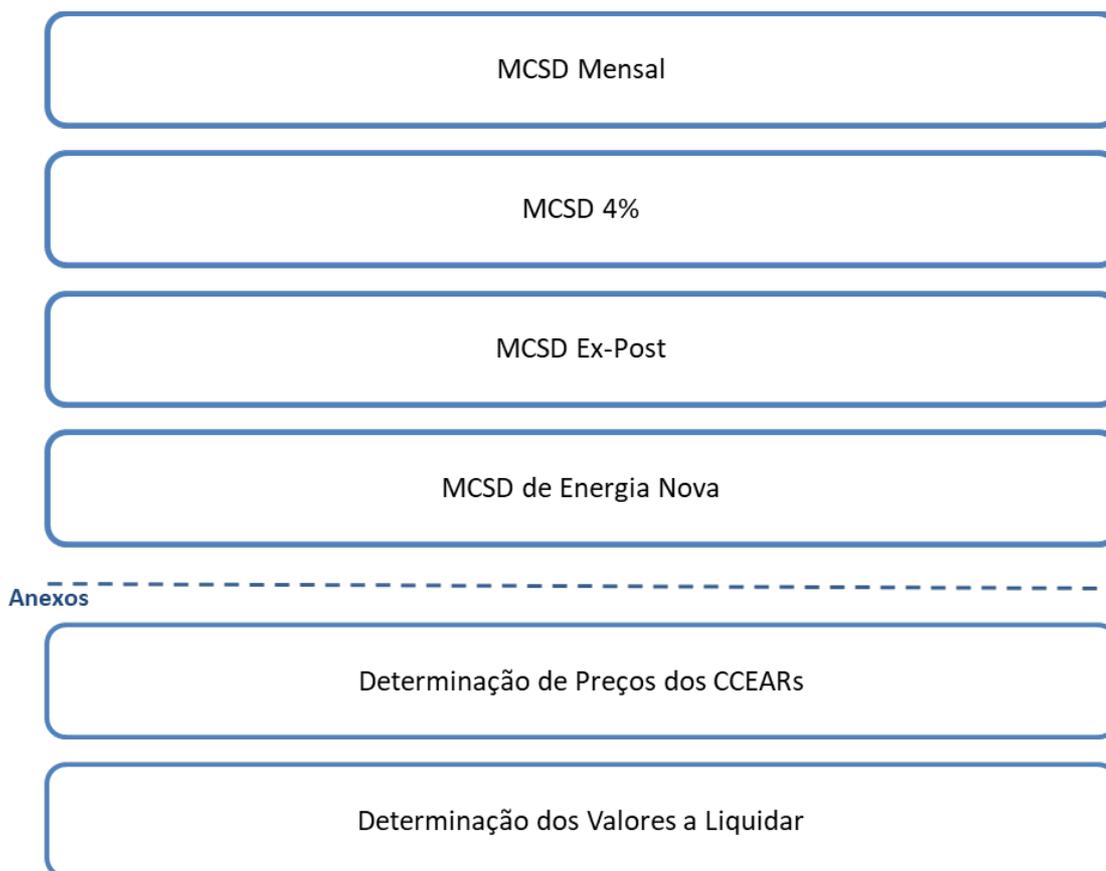


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

É apresentada a seguir a descrição das etapas dos cálculos que serão detalhados neste documento:

#### Modalidades do MCSD

- **MCSD Mensal:** efetua as compensações e devoluções, caso aplicáveis, decorrentes do processamento do MCSD Mensal, em função de sobras e déficits declarados pelos agentes de distribuição. Neste poderá ocorrer a devolução dos montantes contratados em função da migração de consumidores potencialmente livres, incluindo consumidores especiais observando as restrições, para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- **MCSD 4%:** realiza as compensações e devoluções decorrentes do processamento do MCSD 4%, em função de sobras e déficits declarados pelos agentes de distribuição por variações de mercado.
- **MCSD Ex-post:** procede as compensações decorrentes do processamento do MCSD *Ex-post*, em função da verificação de sobras e déficits de lastro de energia, antes da apuração das penalidades.
- **MCSD de Energia Nova:** Estabelece o mecanismo de ajuste de posições contratuais entre as Distribuidoras participantes, possibilitando também as reduções contratuais voluntárias por parte dos vendedores devido ao Mecanismo de Redução Centralizado, conforme norma em vigência. As cessões entre cedentes e cessionários geram contratos no Sistema de Liquidação e Contabilização sem a necessidade de formalização contratual.

## Anexo

- **Determinação de Preços dos CCEARs:** calcula a atualização financeira dos preços dos CCEARs que serão utilizados na apuração dos valores a liquidar do MCSD.
- **Determinação dos Valores a Liquidar:** calcula os pagamentos e recebimentos decorrentes das cessões do MCSD.

### 1.1.2. MCSD Mensal

No MCSD Mensal, as sobras declaradas pelos agentes de distribuição serão aceitas se forem provenientes:

- a) Do exercício, pelos consumidores potencialmente livres e/ou especiais, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor (Art.29, inciso I, do Decreto nº 5.163/2004);
- b) Demais desvios do mercado dos agentes de distribuição

Cabe destacar que as sobras declaradas referentes às reduções Contrato de Compra e Venda de Energia – CCE, podem ser equiparadas a saída de consumidores livres, conforme determinação nos Procedimentos de Regulação Tarifária.

Além disso as distribuidoras podem declarar também sobras referentes a saída dos consumidores especiais, sendo tais sobras válidas exclusivamente para os produtos proveniente de leilões de energia existentes realizados de 2016 em diante. Dessa forma, as sobras provenientes da saída de tais consumidores serão rateadas exclusivamente para os produtos citados. As sobras provenientes dos consumidores livre serão rateados de forma proporcional aos produtos de todos leilões, no limite dos montantes disponíveis.

As declarações de outros desvios de mercados serão priorizadas, com relação a declaração de sobras referentes a migração de consumidores livre e/ou especiais na compensação com os déficits declarados. Contudo, as declarações de sobras referentes aos consumidores livres e/ou especiais, caso não compensadas, serão objeto de redução contratual com os respectivos vendedores.

As compensações e reduções do MCSD mensal são realizadas em energia e potência, além da receita fixa e demais parâmetros para os contratos por disponibilidade, para todos os meses, a partir do mês de execução do mecanismo até o final da vigência do contrato. Contudo, conforme determinação específica da ANEEL, pode ser executado o MCSD Mensal, com prazos e características diferenciadas.

Para o ano corrente ao da execução, conforme ilustra a [Figura 4](#) ~~Figura-4~~, deve-se respeitar o perfil de sazonalização do agente cedente. Esta medida é necessária para que não haja impacto na receita do agente vendedor.

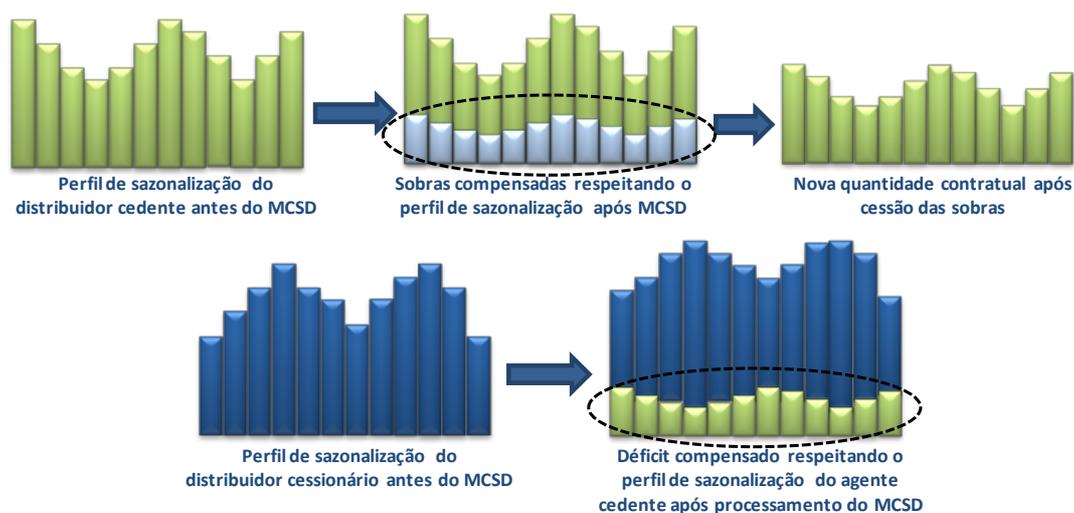


Figura 4: Perfil de sazonalização

No ano seguinte, a sazonalização poderá ser realizada com participação dos agentes cessionário, conforme o caso, nos termos das Regras e Procedimentos de Comercialização.

De janeiro a novembro, sempre que houver declarações de sobras e déficits, ou ainda declarações de sobras de saída de consumidores pelos agentes de distribuição ocorrerá o processamento de um MCSD Mensal, exceto quando ocorrer o processamento do MCSD 4%.

**Importante:**

As sobras declaradas, que não forem provenientes de declaração de consumidores livres/especiais, não podem provocar reduções de CCEAR com os agentes vendedores.

**1.1.3. MCSD 4%**

Na cessão e/ou redução ocorrida neste mecanismo, a declaração de sobras é motivada por variações de mercado implícitas à dinâmica do setor elétrico brasileiro e dos cenários que o influenciam. Nessa modalidade de MCSD existe a limitação para declaração de sobras de até 4% do montante originalmente contratado de CCEARs. Sua aplicação independe do prazo de vigência e início de suprimento do CCEAR, bem como dos montantes já efetivamente reduzidos por processamentos do MCSD nos anos anteriores, conforme Art.29, inciso II, do Decreto nº 5.163/2004.

O processamento do MCSD 4% está previsto para ocorrer anualmente, antes da declaração de compra feita pelos agentes de distribuição para o leilão de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, procedimento necessário para que esses agentes possam adequar suas intenções de compra com os resultados do mecanismo.

Os montantes de sobras devem ser declarados em valores percentuais e as respectivas compensações e/ou reduções terão vigência a partir do início do ano subsequente ao da declaração, conforme ilustra a [Figura 5](#)

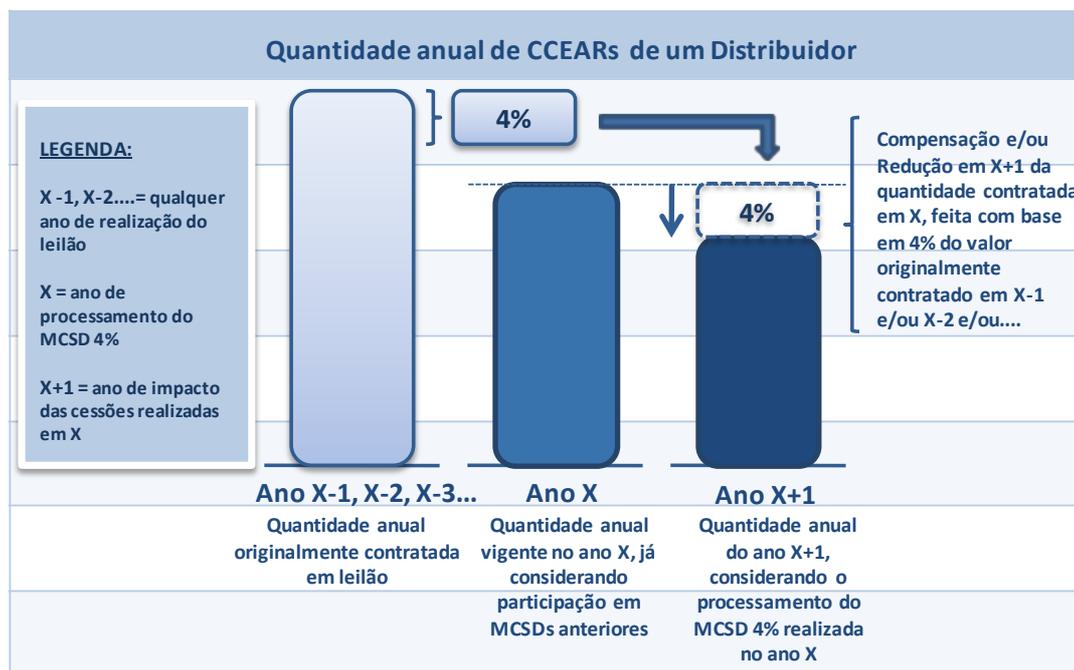


Figura 5: Aplicação do MCSDD 4%

Como o resultado do processamento do MCSDD 4% não impacta o ano em suprimento, não surge a necessidade da utilização da sazonalização do agente cedente.

**Importante:**

As sobras do agente cedente, caso não sejam integralmente compensadas, são devolvidas aos vendedores envolvidos.

#### 1.1.4. Panorama de aplicação do MCSDD

Para facilitar o entendimento do contexto geral de aplicação do MCSDD, serão ilustrados a seguir cenários simples que mostram, de forma geral, a lógica de processamento do mecanismo. Essa mesma lógica é utilizada para ambas modalidades de MCSDD abordadas anteriormente. Esta lógica não se aplica ao MCSDD *Ex-post*.

Levando-se em consideração o cenário ilustrado na [Figura 6](#), tem-se o resultado final de um produto do leilão de empreendimentos existentes e as relações contratuais entre os vendedores e agentes de distribuição participantes desse leilão:

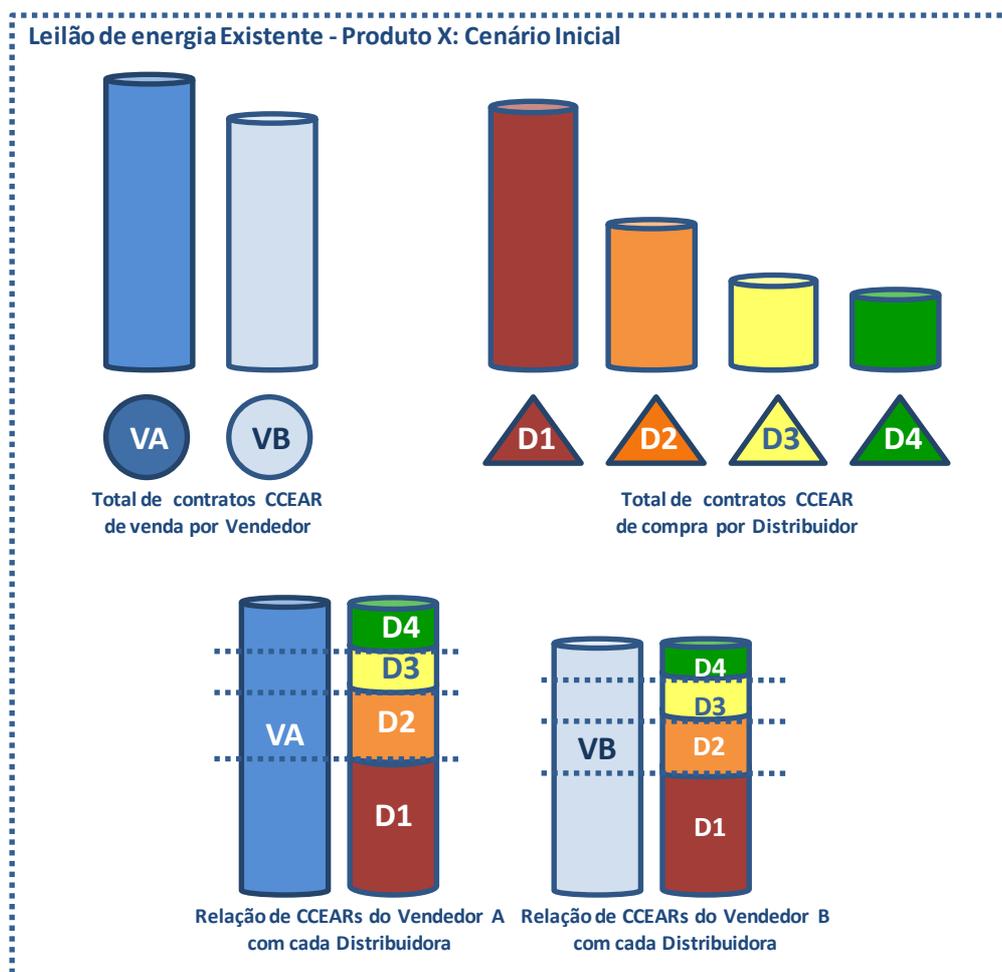


Figura 6: Cenário Inicial: Resultado de um leilão de energia existente

A partir desse cenário, antes que ocorram as reduções previstas no Art.29 do Decreto nº 5.163/2004 e mediante a possibilidade de compensações, os agentes de distribuição declaram sobras e déficits de energia em um MCSD Mensal, realizado pela CCEE num dado mês.

#### **CENÁRIO A: Sobras > Déficits**

Com base em suas quantidades contratadas em leilão, os agentes de distribuição 1 (D1) e 2 (D2) declaram sobras por motivo de saída de consumidor livre e/ou especial (objeto de redução, caso necessário) e os agentes de distribuição 3 (D3) e 4 (D4) declaram déficits. Dadas as quantidades declaradas, observa-se que haverá devolução de energia aos vendedores envolvidos, visto que o total de sobras é superior ao total de déficits:

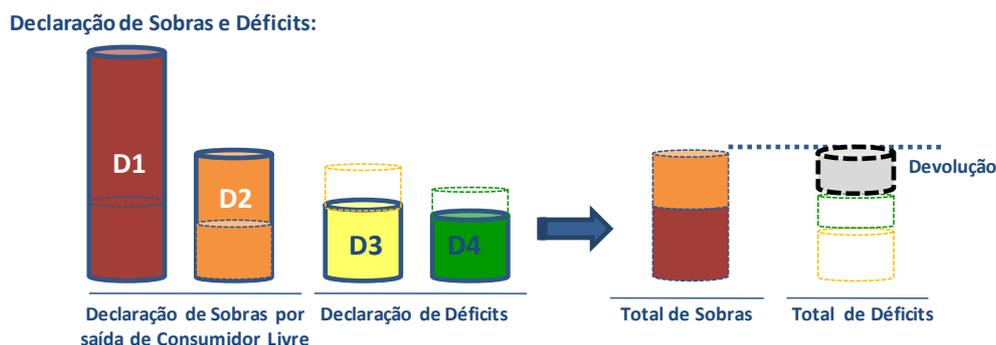


Figura 7: Declaração de sobras e déficits das distribuidoras

De posse desses dados de entrada, a CCEE promove a aplicação do MCSD, compensando as sobras de D1 e D2, de forma proporcional para D3 e D4, conforme [Figura 8](#):

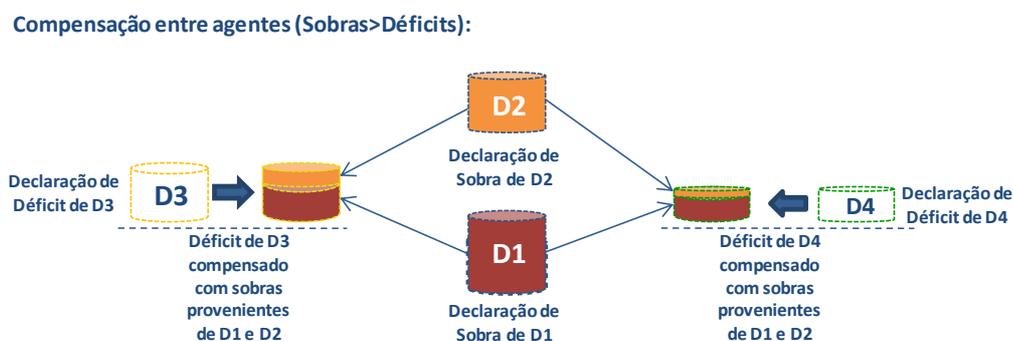


Figura 8: Compensação dos déficits com as sobras declaradas

Em função da metodologia de contratação em “pool” utilizada nos leilões de energia existente, todos os empreendimentos que participaram do leilão firmam contratos com todos os agentes de distribuição que declararam necessidade de compra. Dada essa condição, qualquer compensação de uma sobra envolve necessariamente o agente vendedor, por meio da diminuição do seu montante contratado com o agente cedente e, em contrapartida, do aumento do montante contratado com o agente cessionário.

Portanto, do total de sobra declarada pelos agentes de distribuição D1 e D2, uma parcela dessa sobra é cedida para D3 e D4 por meio do Vendedor A (VA) e uma parcela cedida por meio do Vendedor B (VB). Esse cálculo é realizado de forma proporcional à quantidade contratada de cada agente cedente com todos os vendedores. Para melhor entendimento dessa etapa, é feito zoom de parte da [Figura 9](#), complementada pela relação das sobras com cada vendedor:

**ZOOM Compensação entre agentes e relação com os vendedores:**

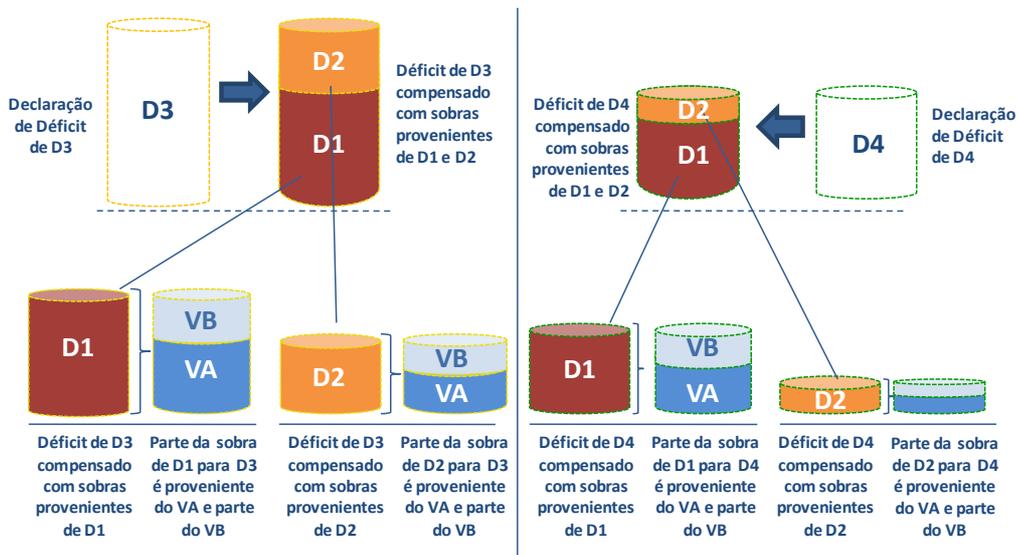


Figura 9: Relação das compensações com os vendedores

Cada compensação de energia realizada gera uma relação entre o agente cedente, o vendedor e o agente cessionário. Essa relação é formalizada por meio da assinatura, por todos os envolvidos, de termos de cessão, nos quais constam os resultados das compensações.

É gerado um termo de cessão para cada vendedor envolvido no processamento do MCS-D. No cenário apresentado, conforme ilustra a [Figura 10](#), são geradas oito relações entre os agentes envolvidos, porém, formalizadas por meio de apenas dois termos de cessão, correspondente ao número de vendedores envolvidos (VA e VB):

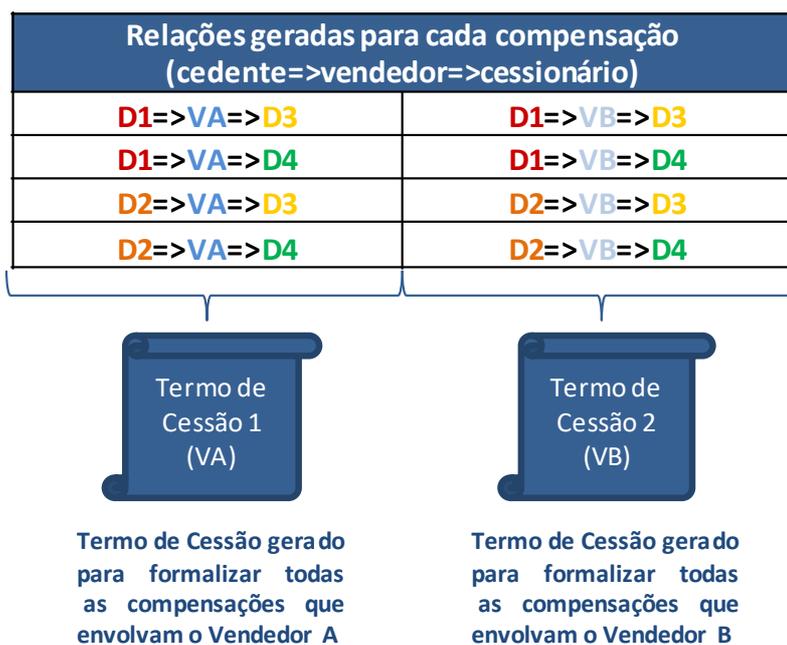


Figura 10: Relações geradas pelas compensações e respectivos termos de cessão

Depois de realizadas as compensações, as sobras não compensadas que forem provenientes de migração de consumidores ao ACL, de D1 e D2, ilustradas na [Figura 11](#), serão devolvidas aos vendedores A e B.

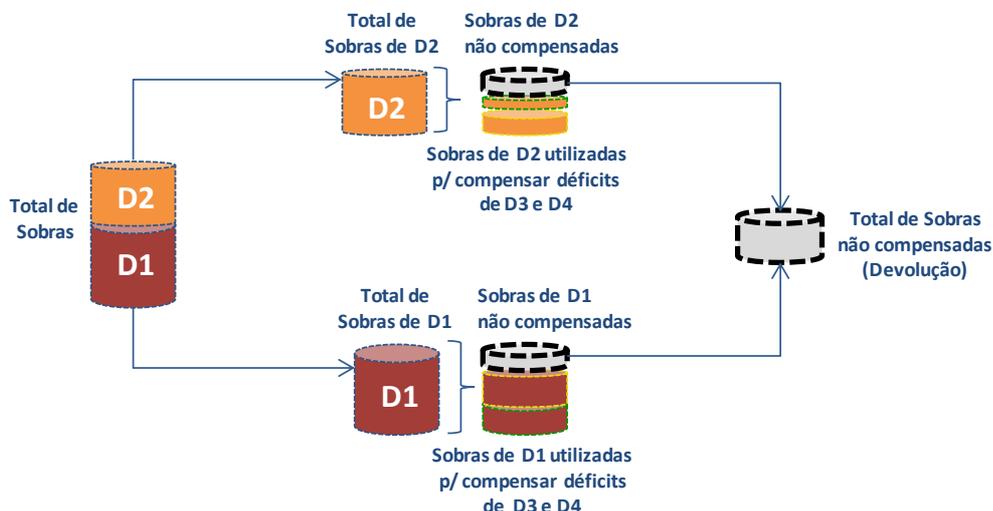


Figura 11: Sobras não compensadas

Essa devolução será feita na proporção do contrato que cada agente de distribuição (D1 e D2) possui com cada vendedor (VA e VB). Novamente, é feito zoom da imagem para melhor compreensão do exemplo:

#### ZOOM Devolução da energia não compensada ao Vendedor

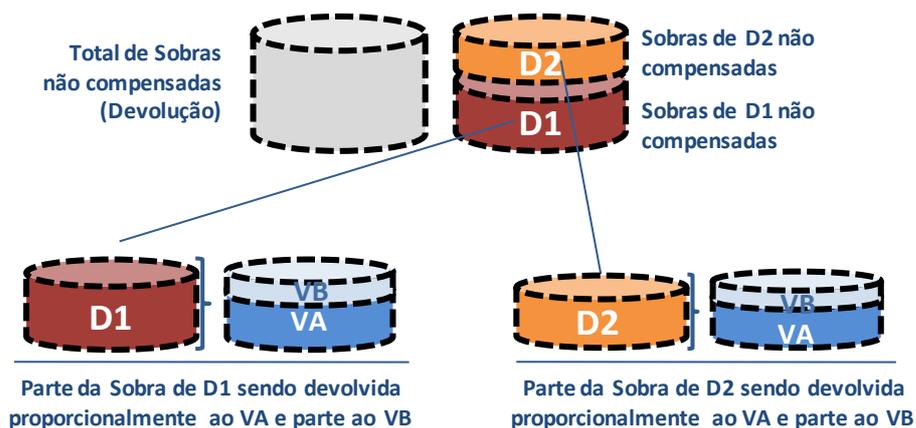


Figura 12: Devolução aos vendedores

Após o término do processamento do MCSD, obtém-se novo cenário inicial, contemplando as compensações/ devoluções geradas no cenário A (Sobras > Déficits):

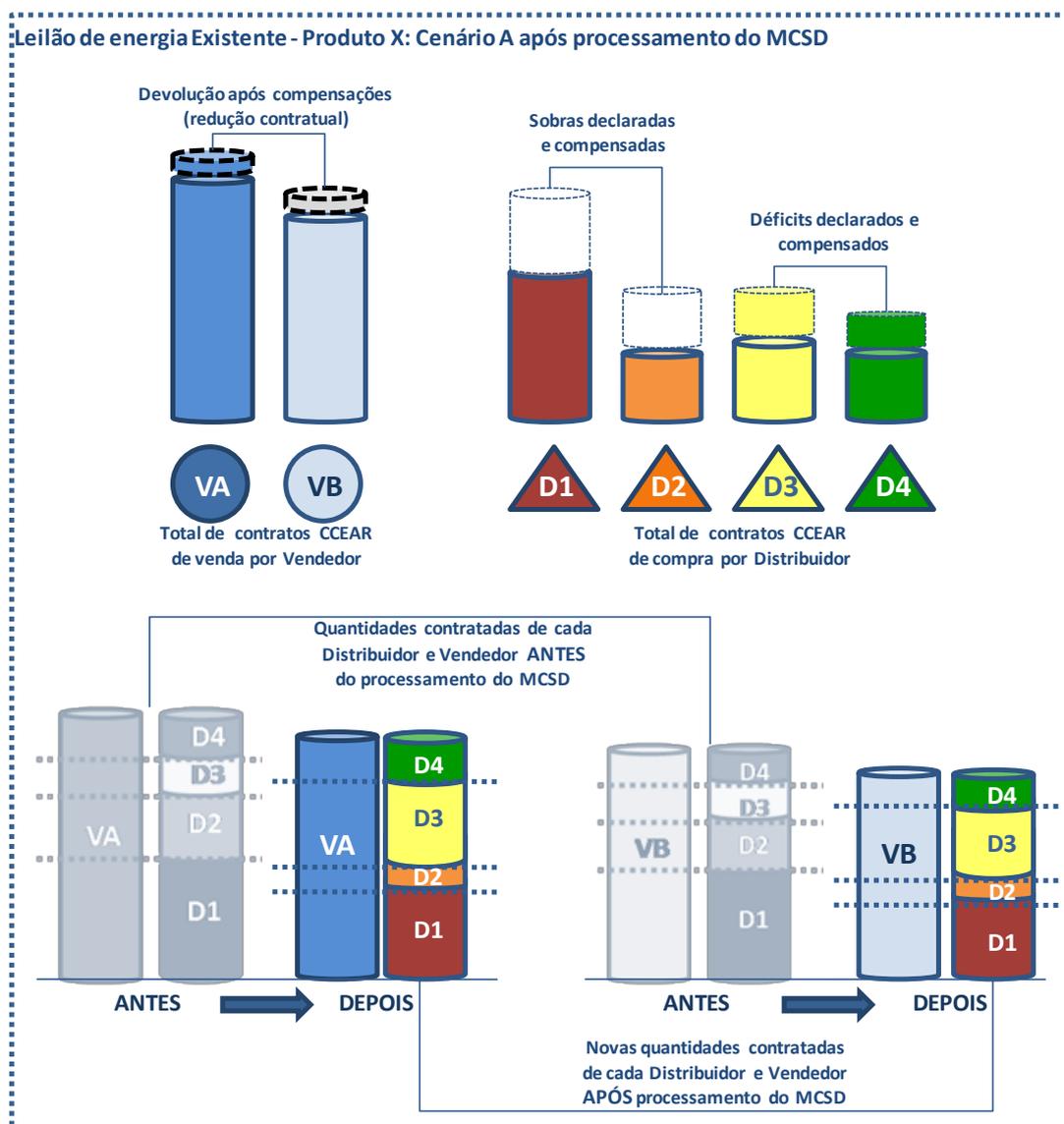


Figura 13: Cenário A após processamento do MCSD

Os agentes D1 e D2 compensaram integralmente o total de sobras declaradas, através de compensação de déficits e devolução ao vendedor de parte de sua quantidade contratual. Os agentes D3 e D4 tiveram seus déficits integralmente compensados, aumentando a quantidade contratada após o processamento.

No que se refere aos vendedores envolvidos, como o total de sobras declaradas, referentes às migrações de consumidores, não foi compensado, os agentes VA e VB tiveram sua quantidade de CCEAR, para este produto, reduzida. Os vendedores poderão comercializar a energia devolvida com outros agentes no ACR ou ACL.

#### CENÁRIO B: Sobras < Déficit

Agora, a partir do mesmo cenário inicial, as Figuras ilustrarão o processamento do MCSD considerando que o total de sobras declaradas é inferior ao total de déficits.

Nesse caso, os passos apresentados serão os mesmos que os anteriores, com a diferença de que, após o processamento do MCSD, os agentes cessionários não terão seus déficits totalmente compensados. Da mesma forma, foi utilizado o recurso de zoom para facilitar o entendimento do exemplo:

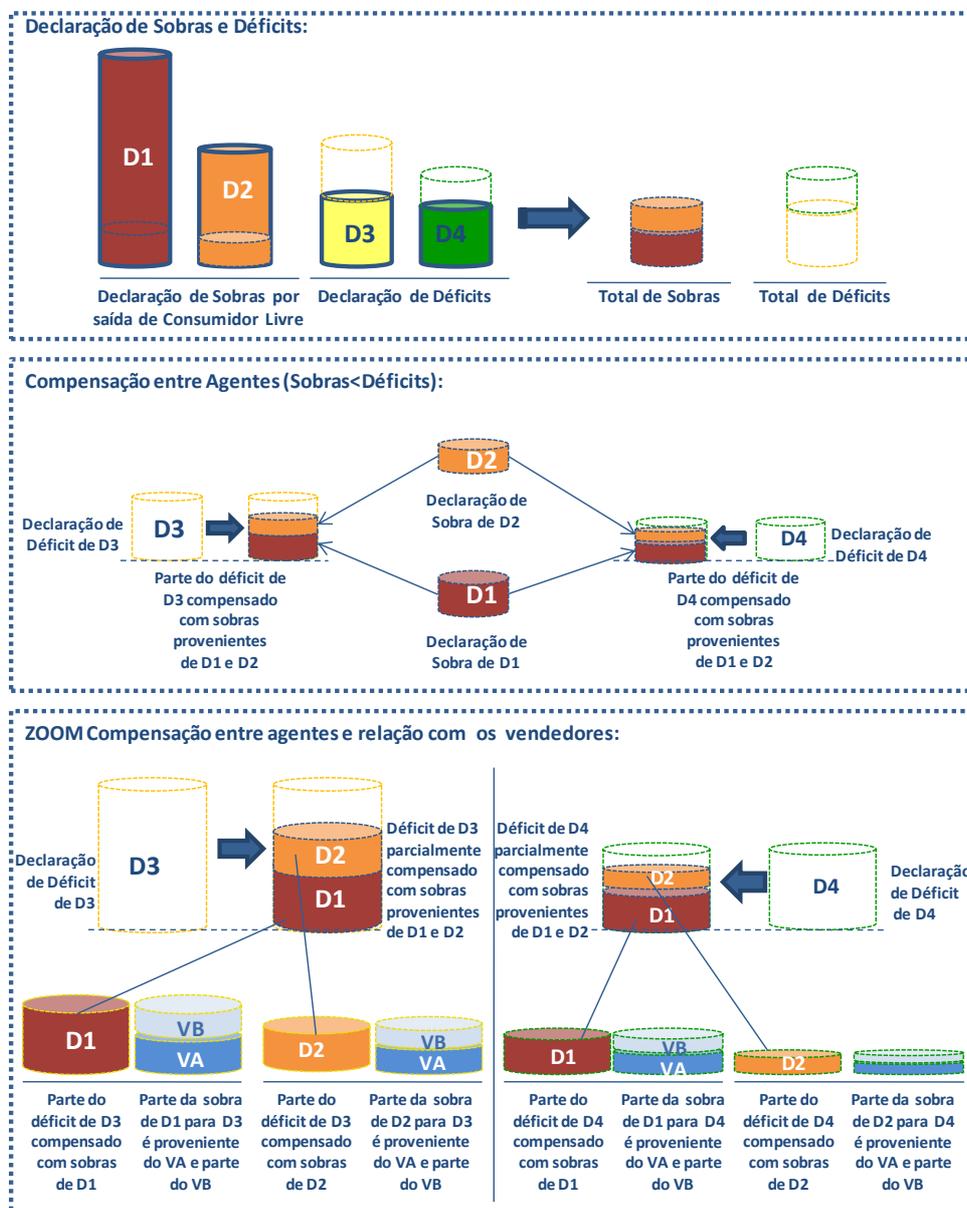


Figura 14: Processamento do MCSD

Em função da declaração de sobras ser inferior ao total de déficits, a compensação de déficits não foi total nesse processamento e, portanto, não ocorrerá devolução de energia aos vendedores.

Após o término do processamento do MCSD, obtém-se novo cenário inicial, contemplando as compensações geradas no cenário B (Sobras < Déficits):

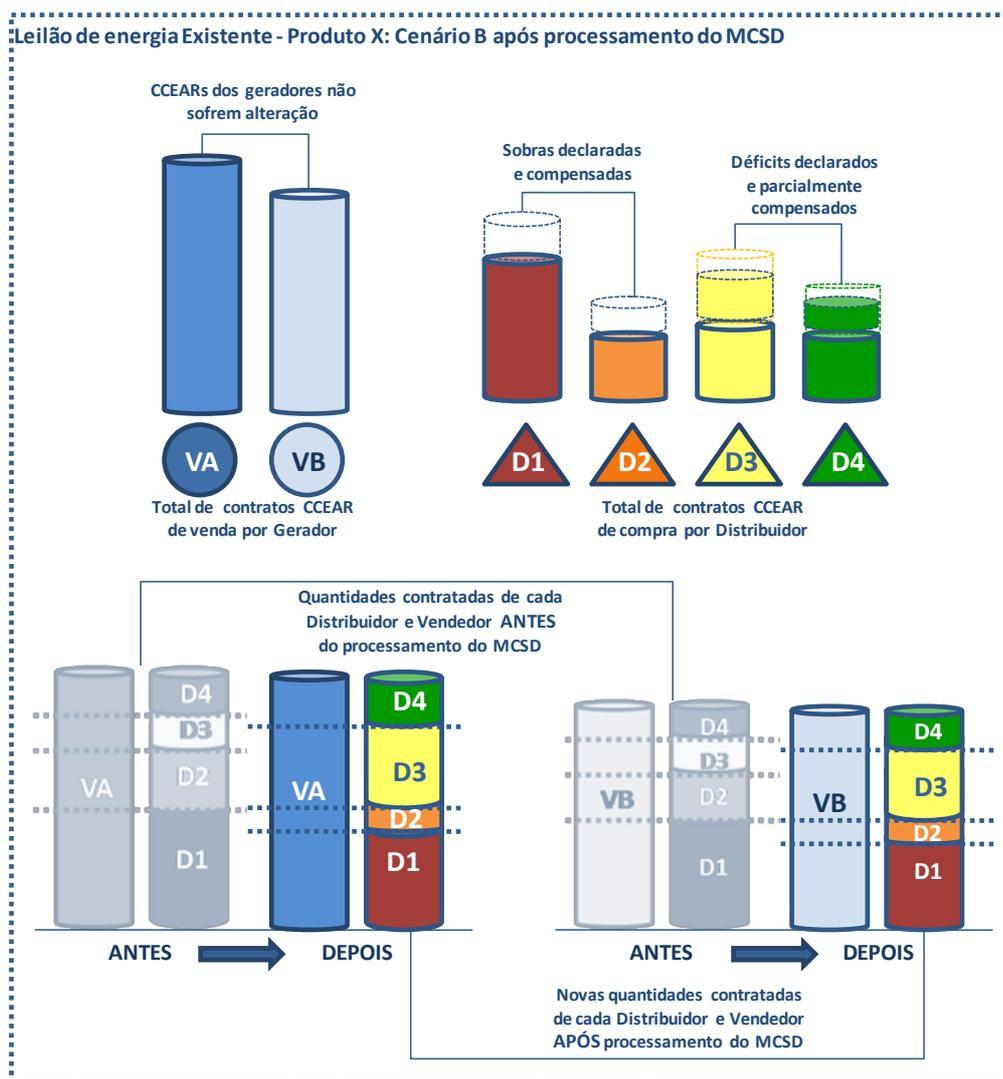


Figura 15: Cenário B após processamento do MCSD

Neste contexto, os agentes D1 e D2 compensaram integralmente o total de sobras declaradas e tiveram a sua quantidade contratual reduzida. No entanto, os agentes D3 e D4 não tiveram seus déficits totalmente compensados, aumentando, parcialmente, a quantidade contratada após o processamento. Apesar disso, esses déficits podem vir a ser compensados em outros processamentos de MCSD, caso o agente efetue nova declaração ou como necessidade de compra em eventuais leilões A-1 e de ajustes.

No que se refere aos vendedores envolvidos, como as sobras declaradas foram totalmente compensadas, os agentes VA e VB não tiveram sua quantidade de CCEAR, para este produto, alterada.

### 1.1.5. Resumo das modalidades de MCSD de Energia Existente

A ~~Figura 16~~ [Figura 16](#) apresenta quadro que resume os principais pontos característicos a cada modalidade do MCSD, com exceção do *Ex-post* e Energia Nova, que possuem tratamento diferenciado:

Modalidade do MCSD de Energia Existente	Qual motivo?	É necessário justificar o motivo da declaração de sobras?	Qual limite na quantidade de sobras declaradas?*	Permite devolução ao gerador após processamento do MCSD?
Mensal	Por saída de consumidores livres e/ou especiais	Apenas o montante relacionado à saída de consumidores livres e/ou especiais**	Consumo médio, aplicando as respectivas perdas, dos últimos 12 meses anteriores a migração da unidade consumidora**	Sim, porém apenas das sobras não compensadas de consumidores livres e/ou especiais
	Outros desvios de mercado	Não	Não tem	Não
4%	Não	Não se aplica	Limitada a 4% da quantidade originalmente contratada	Sim

\* Para todas as modalidades de MCSD de Energia Existente, a CCEE verifica se o agente cedente possui em seus contratos vigentes os valores de sobras declaradas.

\*\* As sobras declaradas referentes às reduções dos Contratos de Compra e Venda de Energia – CCEs são equivalente a saída de consumidores livres

Figura 16: Quadro resumo do MCSD de Energia Existente

### 1.1.6. Apuração da Liquidação Centralizada do MCSD de Energia Existente

Com o objetivo de facilitar a gestão dos pagamentos e recebimentos decorrentes das cessões geradas pelos diversos processamentos do MCSD de Energia Existente, e dado o grande volume de CCEARs envolvidos, a CCEE centraliza a apuração e liquidação financeira decorrentes desses processamentos.

A apuração é realizada mensalmente e determina, para cada agente cessionário, o valor total a pagar aos vendedores com os quais possui termos de cessão, em virtude das compensações realizadas no âmbito do MCSD de Energia Existente. Da mesma forma, determina-se, para cada vendedor, o valor total a receber considerando tais compensações.

Leva-se em conta, nesta apuração, os resultados das cessões por produto do agente cessionário. Contudo, se houver mais de um produto envolvido, estes são agregados para compor o total a liquidar desse agente.

A liquidação financeira das cessões é realizada mediante depósito por parte dos agentes cessionários, correspondente aos seus valores devidos ao conjunto de agentes vendedores.

As cessões decorrentes do MCSD de Energia Existente, proveniente de CCEAR por Quantidade são valoradas ao preço de venda do CCEAR do agente cedente resultante do leilão, sendo este atualizado por meio do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Por sua vez, as cessões de CCEAR por Disponibilidade são valoradas considerando a receita fixa, receita variável e ressarcimento, apurados no módulo de Receita de Venda de CCEAR, contudo são liquidadas no Liquidação do MCSD de Energia Existentes.

No caso de inadimplência nos valores a liquidar das cessões do MCSD de Energia Existente, esta será rateada entre todos os agentes vendedores do respectivo agente cessionário inadimplente. Ou seja, participam desse rateio somente os vendedores que possuírem termos de cessão com o agente cessionário inadimplente.

### 1.1.7. MCSD *Ex-post*

O MCSD *Ex-post* ocorre uma vez por ano, sempre no primeiro mês após a publicação dos montantes de energia reconhecidos pela ANEEL como exposições involuntárias, com base nos 12 meses do ano civil anterior.

Tem por finalidade verificar os agentes de distribuição que tiveram sobras e déficits de CCEARs provenientes dos leilões de energia de empreendimentos existentes por quantidade no período analisado e, antes da apuração das penalidades, efetuar as compensações entre os agentes de distribuição com sobras e déficits.

O mecanismo não altera as quantidades contratadas do passado e nem as quantidades sazonalizadas, pois o objetivo é fazer com que as parcelas compensadas sejam tratadas como lastro, para fins de apuração das penalidades.

O MCSD *Ex-post* é facultativo para todos os agentes de distribuição que compraram pelo menos um produto nos leilões de energia de empreendimentos existentes. Realizado de forma multilateral, o MCSD *Ex-post* não identifica o par Cedente-Cessionário.

Para cada agente cedente, o preço médio dos CCEARs será comparado ao preço médio obtido pela venda das sobras no mercado de curto prazo para repasse aos agentes cessionários. Se o preço médio dos CCEARs superar o preço médio recebido do mercado de curto prazo, o agente cedente repassará esta diferença ao agente de distribuição cessionário. Caso contrário, o preço de repasse será igual a zero.

O preço da energia recebida, composto pela união dos preços repassados pelos cedentes, será o mesmo para todos os agentes cessionários.

A [Figura 17](#) representa a situação em que o agente de distribuição 1 (D1) teve, nos 12 meses do ano civil anterior, consumo maior que a quantidade contratada. Neste caso, sem a aplicação do MCSD *Ex-post*, D1 sofreria penalidades por insuficiência de lastro de energia, contudo, possuirá um déficit que poderá ser compensado parcial ou totalmente, a depender da quantidade de sobras apresentada na execução do mecanismo:

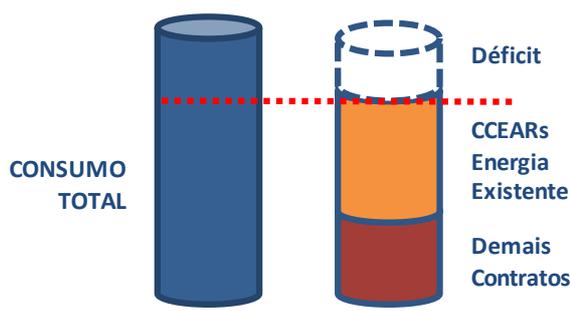


Figura 17: Déficit do Agente de Distribuição 1

A [Figura 18](#) mostra o caso em que o agente de distribuição 2 (D2) teve, nos 12 meses do ano civil anterior, consumo menor que a quantidade contratada. Neste caso, não sofreria penalidades e uma parte dos CCEARs de energia existente poderia ser considerada como sobra, podendo ser utilizada parcial ou totalmente na compensação do MCSD *Ex-post*:

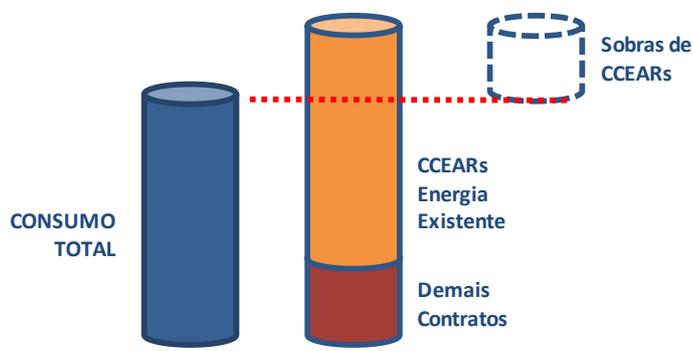


Figura 18: Sobra de parte dos CCEARs do Agente de Distribuição 2

A [Figura 19](#) ilustra o caso em que o agente de distribuição 3 (D3) teve, nos 12 meses do ano civil anterior, consumo menor que a quantidade contratada em demais contratos. Neste caso, somente a quantidade de CCEARs de energia existente seria considerada como sobra e participaria das compensações no MCSD *Ex-post*. A quantidade de sobras dos demais contratos seria desconsiderada:

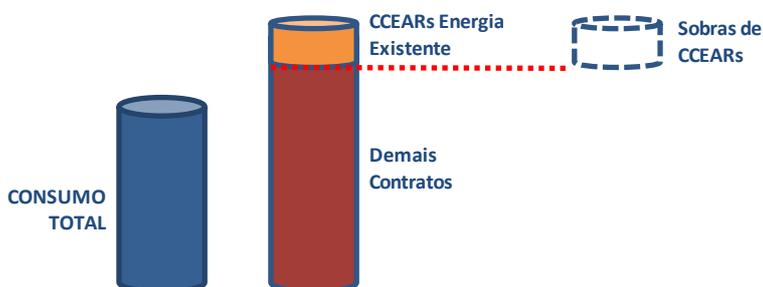


Figura 19: Sobra do total de CCEARs do Agente de Distribuição 3

A [Figura 20](#) representa a compensação dos agentes de distribuição 2 e 3 (cedentes) para o agente de distribuição 1 (cessionário). No exemplo, todo o déficit do agente de distribuição 1 seria compensado. Se a quantidade de sobras fosse menor que a quantidade de déficits, somente parte dos déficits seria compensado:

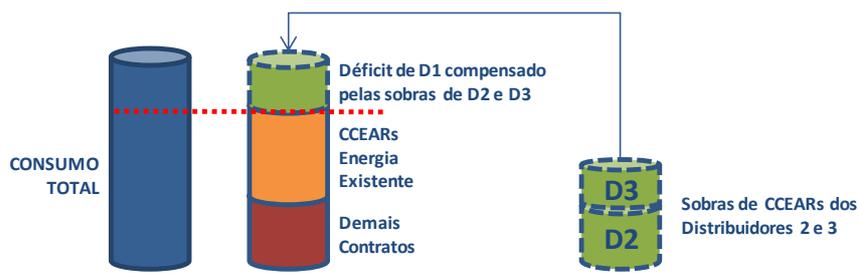


Figura 20: Compensação dos Agentes de Distribuição 2 e 3 para o Agente de Distribuição 1

### 1.1.8. MCSD de Energia Nova

O MCSD de Energia Nova é um mecanismo para tratamento de sobras e déficits de CCEARs provenientes de novos empreendimentos de geração. Este mecanismo não altera o CCEAR original firmado entre o agente vendedor e o agente de distribuição cedente, sendo mantida todas as relações contratuais, incluindo os faturamentos. Entretanto cabe destacar que os contratos originais podem ser reduzidos, de forma voluntária pelos vendedores, devido ao mecanismo de redução centralizado.

#### **Importante:**

Distribuidoras com inadimplência setorial não podem declarar déficits.

Distribuidoras com inadimplência na liquidação do MCSD de Energia Nova não podem declarar sobras ou déficits por 12 meses, a partir do mês da inadimplência, e no ano subsequente.

Os produtos referentes ao MCSD de Energia Nova estão diretamente associados aos efetivos processamentos e podem ser classificados quanto à validade das cessões e reduções, e quanto à possibilidade de declaração de oferta de redução pelo gerador. O quadro abaixo resume os produtos do MCSD de Energia Nova:

Produtos do MCSD de Energia Nova	Validade da Cessões	Possibilidade de Declaração de Oferta de Reduções	Validade das Reduções	Realização do Processamento	Obs.
A-0	Do mês de processamento até dezembro do próprio ano	Não	n/a	Três vezes ao ano, conforme PdC	
A-1	1ª Rodada - Janeiro a Dezembro 2ª Rodada - Janeiro a Setembro 3ª Rodada - Janeiro a Junho 4ª Rodada - Janeiro a Março	Apenas para usinas com nenhuma unidade geradora em operação comercial	Idem as cessões	Após a realização do Leilão A-1	Serão realizadas rodadas sucessivas, caso ainda existirem sobras não compensadas da rodada anterior.  Haverá apenas uma declaração de sobras e déficits das distribuidora. As declarações dos geradores de todas as rodadas são realizadas de forma simultânea
AN+	4 ou 5 anos, com início em janeiro do ano subsequente ao do processamento	Apenas para usinas com nenhuma unidade geradora em operação comercial	Até o fim de suprimento	Antes do Leilão A-5 ou A-6	Em caso de redução/rescisão é cobrada uma indenização do gerador nos termos da Receita de Venda
A-N	1 ano, com início em janeiro do Nº ano após ao do processamento	Não	n/a	Antes do Leilão de Energia Nova A-N	

Figura 21 - Quadro resumo dos produtos do MCSD de Energia Nova

Neste mecanismo, a declaração de sobras do agente de distribuição cedente é limitada ao montante elegível para participar do mecanismo. Para que um CCEAR seja considerado no portfólio de contratos elegíveis para participar do MCSD, ele não deve estar vinculado a empreendimentos:

- com unidades geradoras em atraso na entrada em operação comercial;

- que apresentem descasamento entre a obrigação de entrega de energia e a entrada em operação de suas unidades geradoras;
- em Situação de apta à entrada em Operação Comercial;
- com obrigação de entrega escalonada, enquanto durar o escalonamento;
- objeto de decisões judiciais, ainda que em caráter liminar, que impactem o compromisso de entrega da energia estabelecida nos CCEARs.

Além disso, cessões recebidas em outros processamentos de MCSD de Energia Nova não podem fazer parte do portfólio elegível de contratos para cessão. Também será descontado do portfólio passível de cessão das distribuidoras cedentes as cessões já efetuadas e ainda válidas.

Cabe destacar que para a oferta de redução somente é permitida para contratos de empreendimentos que possuam nenhuma unidade geradora em operação comercial.

Após definir o montante elegível para cessão são declarados os totais de sobras e déficits pelas distribuidoras, para processamento do MCSD e suas efetivas trocas.

Assim, as distribuidoras cedentes cederão para todas distribuidoras cessionárias, conforme declaração de déficits. Dessa forma, a interação entre distribuidoras cedentes e cessionárias originará um novo contrato, denominado Contrato de Cessão de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

Os contratos de cessão de CCEAR terão sua sazonalização uniforme ao longo dos meses, e sua modulação seguindo o mesmo perfil dos CCEARs do portfólio mensal da distribuidora cedente. De forma análoga, o registro das cessões de energia do MCSD de Energia Nova ocorre nos submercados, conforme a proporção do portfólio de contratos da distribuidora cedente, tendo o direito ao alívio de exposições entre os submercados.

#### **1.1.9. Apuração da Liquidação Centralizada do MCSD de Energia Nova**

De forma análoga aos outros MCSDs, a liquidação das cessões desse mecanismo será realizada de forma centralizada na CCEE, contudo em liquidação distinta ao MCSD de Energia Existente. No processo de liquidação, os montantes de cessão, desde que validados no processamento do MCP, serão valorados ao preço médio ponderado dos CCEARs do portfólio da distribuidora cedente que compõe o contrato de cessão no mês. Cabe destacar que caso o Contrato de Cessão de CCEAR seja originado também por CCEAR por disponibilidade, a valoração considerará o ICB atualizado.

Cabe destacar que o valor a liquidar para cada distribuidora será o líquido entre recebimentos e pagamentos, uma vez que uma mesma distribuidora pode ser cedente e cessionária, em processamentos distintos, porém com efeitos na mesma liquidação.

As distribuidoras credoras na liquidação assumirão eventual inadimplência das distribuidoras devedoras. Dessa forma, não é possível relacionar pagamento com as cessões, que serão mantidas independente da adimplência.

## 2. Processamento das modalidades do MCSD

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”, aplicável aos CCEARS de energia existente, contratos por disponibilidade provenientes de leilões realizados de 2019 em diante e contratos por quantidade, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 2.1. MCSD Mensal

#### Objetivo:

Calcular as compensações/ devoluções, se aplicável, decorrentes do processamento do MCSD Mensal, em função das declarações de sobras e déficits pelos agentes de distribuição.

#### Contexto:

Para minimizar os efeitos contratuais advindos da migração de consumidores potencialmente livres e/ou especiais para o ACL, os agentes de distribuição poderão declarar sobras no MCSD.

Também é permitida a possibilidade de declaração de sobras provenientes de outros desvios de mercado, que somente resultará em compensação das sobras, não sendo permitida a devolução nos casos de compensação frustrada.

As sobras de energia poderão ser compensadas para outras distribuidoras que estão deficitárias, ou, no caso de migração de consumidores livres, poderão ser devolvidas aos vendedores.

A [Figura 22](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

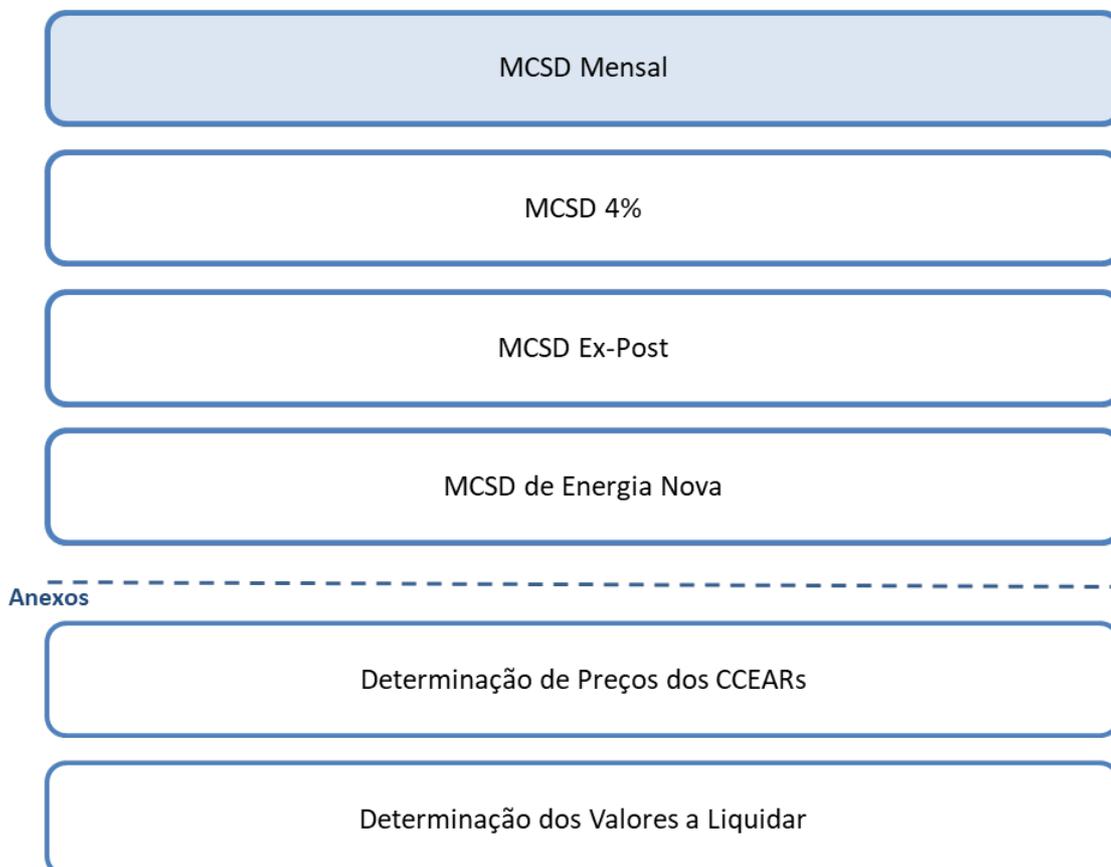


Figura 22: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

### 2.1.1. Detalhamento do MCSD Mensal

#### Determinação de Sobras e Déficits

1. A quantidade informada pelo Agente para declaração de sobras para processamento do MCSD Mensal não poderá ultrapassar: o somatório dos montantes de energia contratada por intermédio dos CCEARs (no caso de primeira declaração) nas modalidades por disponibilidade, provenientes de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, o somatório do montante de energia remanescente (no caso de redução/cessão proveniente de processamento anterior) e afetar os montantes de energia provenientes de processamentos anteriores do MCSD.
  - 1.1. Devido à Sazonalização do CCEAR, um Agente pode ter a quantidade média contratada até o final do ano de apuração diferente da quantidade média anual dos anos seguintes. Por este motivo, no processamento do MCSD Mensal, a CCEE limitará a declaração das Sobras do Agente à mínima quantidade contratada de CCEARs que o Agente possuir no momento da declaração.
  2. As declarações de sobras serão informadas pelos agentes e serão rateadas pela CCEE para cada produto nas modalidades por disponibilidade, provenientes de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade de cada leilão proveniente de empreendimentos existentes que estiver vigente e com suprimento em vigor na data do processamento em que o agente declarante tiver adquirido energia.
    - 2.1. As Declarações de **Sobras** serão distribuídas para cada produto pelos montantes contratados (quando da primeira declaração) ou remanescentes (após Redução e/ou Cessão anterior) dos Produtos de CCEAR de cada Agente de Distribuição declarante de Sobras, conforme determinado a seguir:
      - 2.1.1. As declarações de sobras provenientes de saída de consumidores especiais serão distribuídas proporcionalmente conforme a energia média contratada dos produtos provenientes dos leilões realizados de 2016 em diante. Contudo, as sobras provenientes de saída de consumidores livre serão rateadas proporcionalmente entre todos os produtos, de acordo com a diferença entre a energia contratada média e montante alocado proveniente de sobras dos consumidores especiais, caso aplicável.
      - 2.1.2. Para as demais declarações de sobras os valores serão distribuídos proporcionalmente conforme a energia média contratada de cada produto.
    - 2.2. Caso o agente que declarou sobras possua em seu portfólio produtos com todos os contratos com montantes residuais muito baixos, as sobras serão priorizadas, a critério da CCEE, para atendimento desse produto.
    - 2.3. Após a distribuição das **Sobras** do Agente Comprador Cedente entre os Produtos, a CCEE apura a Sobra global para o processamento do MCSD, a Sobra de cada Produto do processamento do MCSD e o percentual das Sobras de cada produto em relação à Sobra global.

- 2.4. As Declarações de **Déficits** serão rateadas proporcionalmente entre os Produtos, considerando-se o percentual das Sobras por Produto.
- 2.5. Para CCEARs provenientes de Leilões cujos editais preveem a vinculação com empreendimento, as cessões somente são realizadas entre os CCEARs provenientes da mesma usina, observando também o mesmo agente vendedor, visando manter a identificação das cessões associada a cada empreendimento. Por exemplo, na figura abaixo o montante cedido proveniente do CCEAR “e1” destina-se somente ao CCEAR “e3”, uma vez que a “Usina 1” é o empreendimento que lastreou ambos os contratos no certame.

### Representação Gráfica

Na figura abaixo o montante cedido proveniente do CCEAR “e1” destina-se somente ao CCEAR “e3”, uma vez que a usina “p1” é o empreendimento que lastreou ambos os contratos no certame:

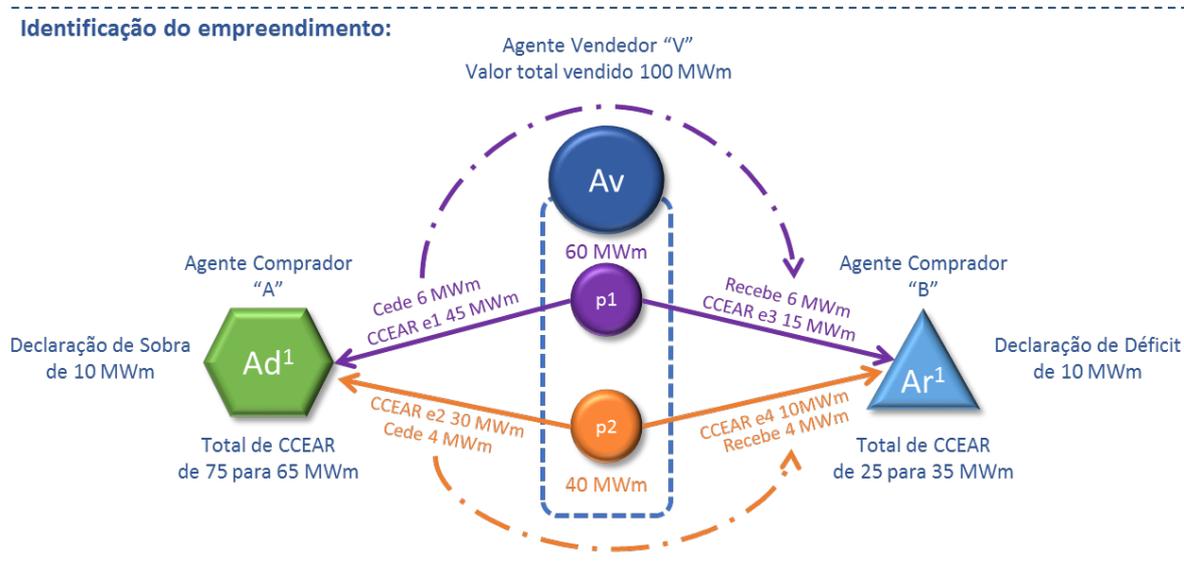


Figura 23 - Identificação do empreendimento

- 2.5.1. Para CCEARs provenientes de Leilões cujos editais não preveem a vinculação com empreendimento existirá apenas um contrato entre o agente vendedor e comprador, do mesmo produto, leilão e submercado.
3. A Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Saída de Consumidores Potencialmente Livres e/ou Especiais é determinada pela somatória das quantidades declaradas pelos agentes de distribuição, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$TDMCL\_SOB_{t,l,x} = \sum_{a \in DSOB} QMCL\_SOB_{a,t,l,x}$$

$$\forall a \in DSOB$$

Onde:

$TDMCL\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Saída de Consumidores Potencialmente Livres do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QMCL\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada de Sobras referente a Saída de Consumidores Potencialmente Livres e/ou Especiais do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DSOB” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras

4. A Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Outros Desvios de Mercado, declarada pelos agentes de distribuição, é determinada pela somatória das quantidades declaradas, obtida de acordo com a seguinte equação:

$$TDMLV\_SOB_{t,l,x} = \sum_{a \in DSOB} QMLV\_SOB_{a,t,l,x}$$

$$\forall a \in DSOB$$

Onde:

$TDMLV\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Outros Desvios de Mercado do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QMLV\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade declarada de Sobras referente a Outros Desvios de Mercado do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DSOB” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras

5. A Quantidade Mensal Total de Déficits é determinada pela somatória das quantidades declaradas pelos agentes de distribuição, obtida de acordo com a seguinte equação:

$$TDM\_DEF_{t,l,x} = \sum_{a \in DDEF} QM\_DEF_{a,t,l,x}$$

$$\forall a \in DDEF$$

Onde:

$TDM\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Déficits do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QM\_DEF_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Mensal de Déficits de CCEAR do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DDEF” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam déficits

### **Determinação de Valores Mensais de Energia**

Uma vez identificadas as quantidades totais de sobras e déficits declaradas pelos agentes de distribuição, é necessária a determinação do total de sobras por motivo que será efetivamente cedido para cobrir os déficits declarados.

Como existe prioridade de compensação na utilização das sobras declaradas no MCSD Mensal são utilizadas primeiramente as sobras de outros desvios de mercado.

6. O Fator Mensal de Compensação das Sobras referentes a Outros Desvios de Mercado indica a quantidade total de sobras declaradas por outros desvios de mercado e é utilizado para cobrir os déficits declarados.

6.1. O Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Outros Desvios de Mercado é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$FMDM_{t,l,x} = \min \left( 1; \frac{TDM\_DEF_{t,l,x}}{TDMLV\_SOB_{t,l,x}} \right)$$

Onde:

$FMDM_{t,l,x}$  é o Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Outros Desvios de Mercado do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDM\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Déficit do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDMLV\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Outros Desvios de Mercado do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

7. O Fator Mensal de Compensação das Sobras referente à Saída de Consumidores Potencialmente Livres e/ou Especiais indica o percentual da quantidade total de sobras declaradas por saída de consumidor potencialmente livre e/ou especiais que será utilizada para cobrir os déficits declarados.

7.1. O Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$FMCL_{t,l,x} = \min \left( 1; \frac{\max(0, TDM\_DEF_{t,l,x} - TDMLV\_SOB_{t,l,x})}{TDMCL\_SOB_{t,l,x}} \right)$$

Onde:

$FMCL_{t,l,x}$  é o Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDM\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Déficit do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDMCL\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDMLV\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Sobras referente a Outros Desvios de Mercado do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

8. A partir das declarações de sobras separadas por motivo e dos respectivos fatores de compensação calculados, determina-se a Compensação Mensal Total para cada agente cedente, de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_M_{ad,t,l,x} = QMCL\_SOB_{a,t,l,x} * FMCL_{t,l,x} + QMLV\_SOB_{a,t,l,x} * FMDM_{t,l,x}$$

$$\forall a \in DSOB$$

Onde:

$COMP\_M_{ad,t,l,x}$  é a Compensação Mensal Total do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QMCL\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada de Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FMCL_{t,l,x}$  é o Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QMLV\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada de Sobras referente a Outros Desvios de mercado do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FMDM_{t,l,x}$  é o Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Outros Desvios de Mercado do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ad” corresponde ao perfil de agente “a” que declarou sobras

“DSOB” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras

- 8.1. O resultado do produto das Quantidades Declaradas de Sobras pelos Fatores Mensais indica a quantidade de sobras declaradas que efetivamente será utilizada para cobrir os déficits declarados. O valor total de sobras do agente cedente que serão compensadas é obtido pela soma de cada um desses produtos.
9. A equação a seguir calcula, do total de sobras declaradas por cada agente cedente, quanto será a Devolução Mensal total aos respectivos vendedores com quem possui CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_M_{ad,t,l,x} = QMCL\_SOB_{a,t,l,x} * (1 - FMCL_{t,l,x})$$

$$\forall a \in DSOB$$

Onde:

$DEV\_M_{ad,t,l,x}$  é a Devolução Mensal do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QMCL\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada de Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FMCL_{t,l,x}$  é o Fator Mensal de Compensação das Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ad” corresponde ao perfil de agente “a” que declarou sobras

“DSOB” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras

## Representação Gráfica

Depois de identificar, para cada agente cedente, quanto será compensado e quanto será devolvido do total de sobras declaradas, é preciso estabelecer as relações existentes entre os agentes envolvidos no processamento do MCSD. Ou seja, para cada compensação realizada é determinada a quantidade de sobras cedidas para cada agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEAR. Da mesma forma, determina-se, do total de sobras que não foram compensadas, quanto será devolvido para cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEAR. A [Figura 24](#) ilustra essa relação:



Figura 24: Relação entre agentes

10. O Fator de Rateio Contratual Mensal é obtido por meio da razão entre o somatório de todas as quantidades mensais de um determinado CCEAR e o somatório de todas as quantidades mensais de todos os CCEARS, do mesmo produto e leilão, do agente cedente, de acordo com a seguinte equação:

$$FRCM_{e,x} = \frac{\sum_{mx} QM\_CCEAR_{e,mx,x-1}}{\sum_{e \in ERCA} \sum_{mx} QM\_CCEAR_{e,mx,x-1}}$$

$$\forall a \in DSOB$$

$$e \in ECCO$$

Onde:

$FRCM_{e,x}$  é o Fator de Rateio Contratual Mensal do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$QM\_CCEAR_{e,mx,x}$  é a Quantidade Mensal de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ERCA” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, do perfil de agente “a”, para o mesmo produto e leilão

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“DSOB” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

### **Representação Gráfica**

Para se obter a representatividade de cada CCEAR que o agente cedente possui com seus respectivos vendedores, a equação acima deve ser processada para cada um de seus CCEARs e deve levar em consideração as quantidades mensais do período “mx”, conforme ilustra a [Figura 25](#)~~Figura 25~~:

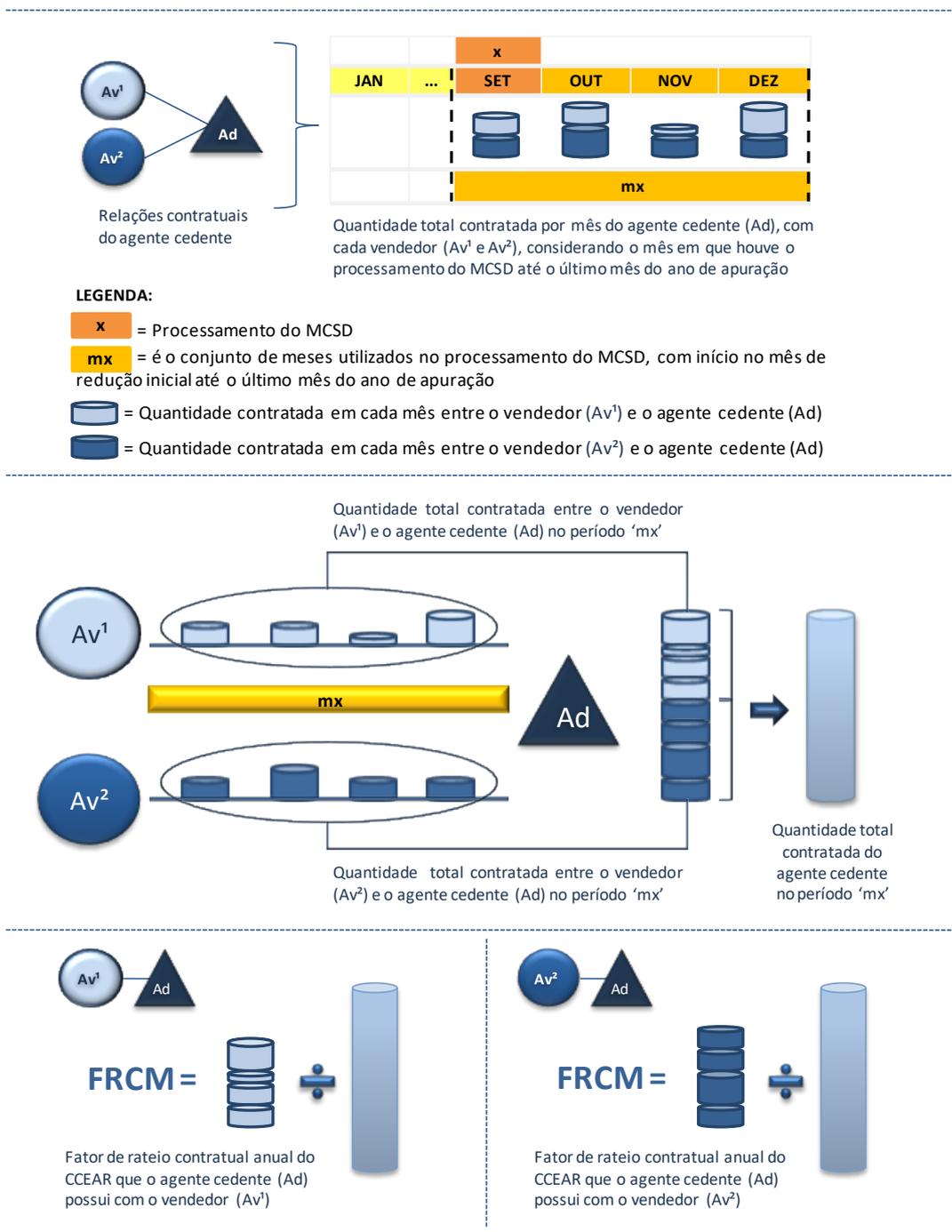


Figura 25: Cálculo do fator de rateio contratual mensal

10.1. A Quantidade Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado para o MCSD é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QM_{CCEAR_{e,mx,x-1}} = QM_{e,mx}$$

Onde:

$QM_{CCEAR_{e,mx,x}}$  é a Quantidade Mensal de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato "e", para cada mês utilizado no processamento do MCSD "mx", no processamento do MCSD "x"

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

**Importante:**

A quantidade mensal do contrato refere-se ao montante vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior “x-1”.

11. Com base no fator obtido anteriormente, calcula-se, das sobras que não foram compensadas, o que será devolvido para cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEAR. Dessa forma, a Devolução de CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$DEV_{E_{e,x}} = DEV_{M_{ad,t,l,x}} * FRCM_{e,x}$$

$$\forall e \in ERCA$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$DEV_{E_{e,x}}$  é a Devolução de CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$DEV_{M_{ad,t,l,x}}$  é a Devolução Mensal do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FRCM_{e,x}$  é o Fator de Rateio Contratual Mensal do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

“ERCA” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, provenientes de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, do perfil de agente “a”, para o mesmo produto e leilão

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

12. A Compensação de CCEAR entre o agente cedente e cada agente cessionário é realizada de forma proporcional às respectivas declarações de déficits em relação à quantidade total de déficits declarados por todos os agentes cessionários, e é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMPM_{RR_{ad,ar,t,l,x}} = COMP_{M_{ad,t,l,x}} * \frac{QM_{DEF_{a,t,l,x}}}{TDM_{DEF_{t,l,x}}}$$

$$\forall a \in DDEF$$

Onde:

$COMPM_{RR_{ad,ar,t,l,x}}$  é a Compensação de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMP\_M_{ad,t,l,x}$  é a Compensação Mensal Total do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QM\_DEF_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Mensal de Déficits de CCEAR do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDM\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Mensal Total de Déficits do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DDEF” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam déficits

13. Identificado o total de compensações das sobras de cada agente cedente com cada agente cessionário, faz-se necessário determinar quanto dessas sobras compensadas é proveniente de cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEARs. Dessa forma, a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato é obtida conforme a seguinte equação:

$$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} = COMPM\_RR_{ad,ar,t,l,x} * FRCM_{e,x}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RR_{ad,ar,t,l,x}$  é a Compensação de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FRCM_{e,x}$  é o Fator de Rateio Contratual Mensal do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

O submercado "s" da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato "e" está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

Para os contratos por disponibilidade, o contrato do agente cessionário "er" será aquele criado em cada processamento de MCSD, estando a energia recebida desvinculada do contrato original com o agente vendedor "av" proveniente do leilão.

Por sua vez, o contrato do agente cedente "ed" será aquele criado originalmente no momento do leilão, não incluindo, portanto, contratos provenientes de cessões recebidas no MCSD.

**Representação Gráfica**

No MSCD Mensal, as compensações realizadas devem respeitar o perfil de sazonalização de cada CCEAR do agente cedente, a partir do mês de execução do MCSD até o final do ano de apuração. Destaca-se que para os CCEARs por disponibilidade também é realizado o mesmo mecanismo, contudo, estes possuem uma sazonalização flat. Desse modo, as sobras cedidas ao agente cessionário devem ser distribuídas de acordo com esse perfil de sazonalização, conforme ilustra a [Figura 26](#) **Figura-26:**

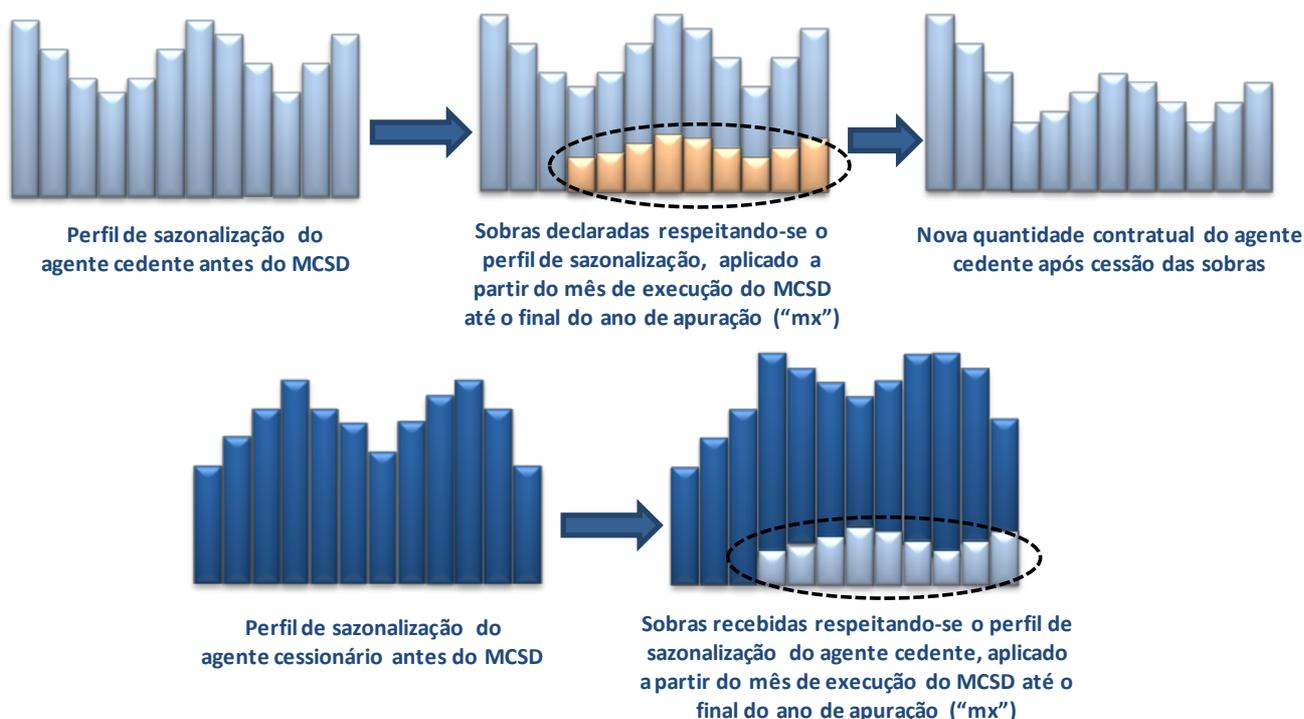


Figura 26: Perfil de sazonalização

**Importante:**

Para os anos subsequentes ao de processamento, o perfil de sazonalização seguirá um novo processo de sazonalização, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização.

14. Para respeitar o perfil de sazonalização do agente cedente, é necessário calcular o Fator de Sazonalização por meio da seguinte equação:

$$FSAZ_{e,mx,x} = \frac{QM\_CCEAR_{e,mx,x-1}}{\sum_{mx} QM\_CCEAR_{e,mx,x-1}}$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$FSAZ_{e,mx,x}$  é o Fator de Sazonalização do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$QM\_CCEAR_{e,mx,x}$  é a Quantidade Mensal de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

**Importante:**

É necessário calcular o fator de sazonalização para cada CCEAR do agente cedente, exceto para CCEAR que seja proveniente de cessão recebida no MCSD, para cada mês a partir da aplicação do MCSD até o final do ano de apuração.

15. Para cada CCEAR passível de devolução, determina-se a Quantidade Mensal Devolvida, em energia, conforme a seguinte equação:

$$DEV\_SAZ_{e,mx,x} = DEV\_E_{e,x} * \sum_{mx} M\_HORAS_{mx} * FSAZ_{e,mx,x}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$DEV\_SAZ_{e,mx,x}$  é a Quantidade Mensal Devolvida do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_E_{e,x}$  é a Devolução de CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

$FSAZ_{e,mx,x}$  é o Fator de Sazonalização do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

### Importante:

Sempre que o agente cedente efetuar devolução em um CCEAR ao vendedor, deve-se respeitar o perfil de sazonalização para cada mês, desde o mês de execução do MCSD até o último mês do ano de apuração do MCSD.

Para contratos que possuem término de suprimento antes do último período de comercialização do ano, o conjunto de meses (“mx”) utilizados no processamento do MCSD deve considerar somente os meses do período de suprimento no ano, a partir do processamento do MCSD “x”.

16. Para cada CCEAR passível de compensação, determina-se, em energia, a Quantidade Total Mensal Cedida de CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$QTC\_SAZ_{e,mx,x} = \sum_{er \in ERGAR} \left( COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * \sum_{mx} M\_HORAS_{mx} * FSAZ_{e,mx,x} \right)$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QTC\_SAZ_{e,mx,x}$  é a Quantidade Total Mensal Cedida de CCEAR do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

$FSAZ_{e,mx,x}$  é o Fator de Sazonalização do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

### **Importante:**

Da mesma forma que na devolução, nas cessões, o perfil de sazonalização de cada CCEAR do agente cedente deve ser respeitado para cada mês, a partir do mês de execução do MCSD até o último mês do ano de apuração.

Para produtos/leilões que possuem término de suprimento antes do último período de comercialização do ano, o conjunto de meses (“mx”) utilizados no processamento do MCSD deve considerar somente os meses do período de suprimento no ano, a partir do processamento do MCSD “x”.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **Representação Gráfica**

A variável QTC\_SAZ representa o total cedido pelo agente cedente a todos os agentes cessionários, por meio de cada vendedor com o qual possui CCEAR, conforme ilustra a [Figura 27](#)

Ponto de vista do agente cedente:

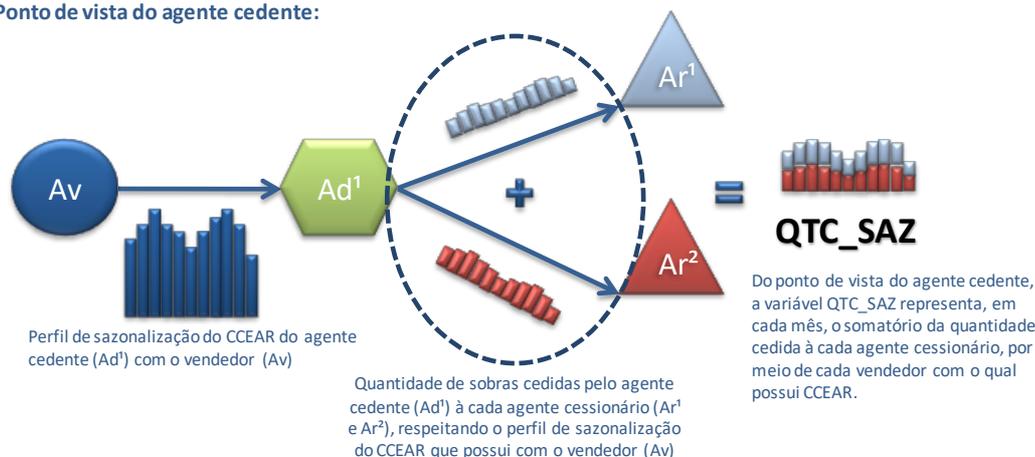


Figura 27: Quantidade total mensal cedida de CCEAR

**Importante:**

O submercado "s" da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato "e" está registrado.

17. A Quantidade Total Mensal Recebida de CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTR\_SAZ_{e,mx,x} = \sum_{ed \in ERGAD} \left( COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * \sum_{mx} M\_HORAS_{mx} * FSAZ_{e*,mx,x} \right)$$

$$\forall e * \in ERGAD$$

$$\forall e * \in ECCO$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

Onde:

$QTR\_SAZ_{e,mx,x}$  é a Quantidade Total Mensal Recebida de CCEAR do contrato "e", para cada mês utilizado no processamento do MCSD "mx", no processamento do MCSD "x"

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD "mx"

$FSAZ_{e,mx,x}$  é o Fator de Sazonalização do contrato "e", para cada mês utilizado no processamento do MCSD "mx", no processamento do MCSD "x"

"ERGAD" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados

de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

### **Importante:**

No recebimento das sobras pelo agente cessionário, o perfil de sazonalização de cada CCEAR do agente cedente deve ser respeitado para cada mês, a partir do mês de execução do MCSD até o último mês do ano de apuração.

Para produtos/leilões que possuem término de suprimento antes do último período de comercialização do ano, o conjunto de meses (“mx”) utilizados no processamento do MCSD deve considerar somente os meses do período de suprimento no ano, a partir do processamento do MCSD “x”.

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **Representação Gráfica**

A variável QTR\_SAZ representa a quantidade total recebida pelo agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual os agentes cedentes possuem CCEAR, conforme ilustra a [Figura 28](#) **Figura 28:**

Ponto de vista do agente cessionário:

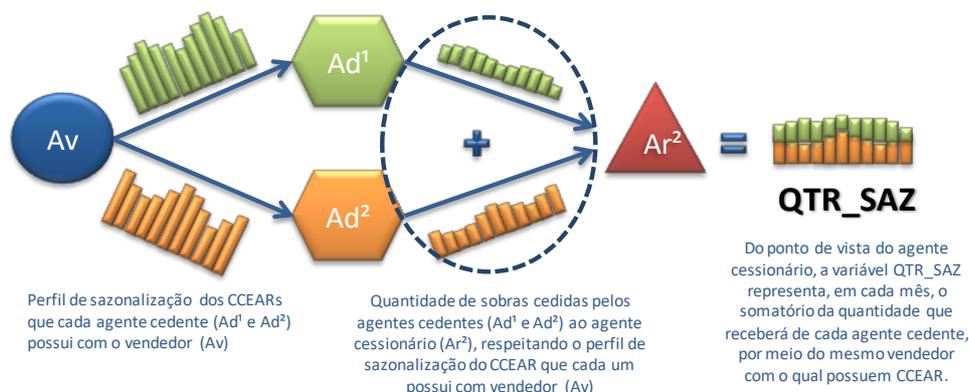


Figura 28: Quantidade total mensal recebida de CCEAR

18. Realizadas as cessões/devoluções, calcula-se, para cada CCEAR, o Resultado do Processamento do MCSD Mensal de acordo com a seguinte equação:

$$QM\_MCSD_{e,mx,x} = QTR\_SAZ_{e,mx,x} - DEV\_SAZ_{e,mx,x} - QTC\_SAZ_{e,mx,x}$$

Onde:

$QM\_MCSD_{e,mx,x}$  é o Resultado do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_SAZ_{e,mx,x}$  é a Quantidade Total Mensal Recebida de CCEAR do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_SAZ_{e,mx,x}$  é a Quantidade Mensal Devolvida do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_SAZ_{e,mx,x}$  é a Quantidade Total Mensal Cedida de CCEAR do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

### Importante:

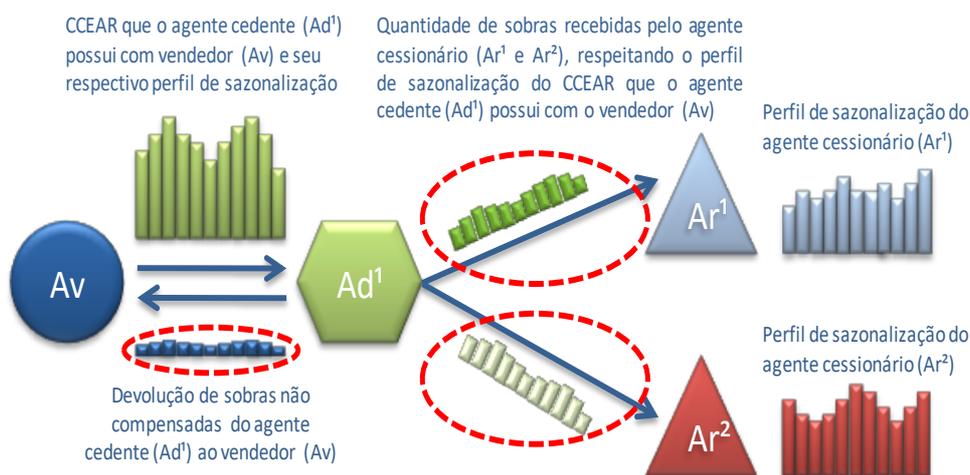
Para os distribuidores cessionários, o valor da quantidade total mensal de contratos de energia do MCSD é positiva, representada pelo valor da quantidade total mensal recebida de CCEAR (QTR\_SAZ).

Para os distribuidores cedentes ou que reduziram seus montantes contratuais, o valor da quantidade total mensal de contratos de energia originais é negativa (- DEV\_SAZ - QTC\_SAZ).

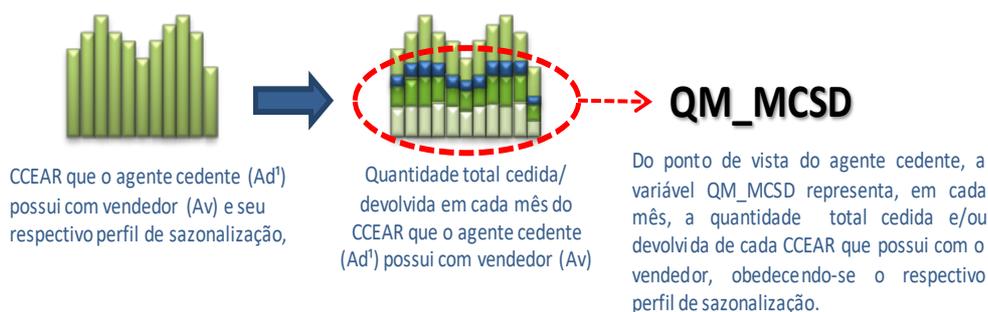
## Representação Gráfica

A equação para cálculo do resultado do processamento do MCS D é aplicada tanto para o agente cedente (cessão/devolução das sobras) quanto ao agente cessionário (recebimento das sobras). A [Figura 29](#) ilustra o ponto de vista de cada agente na equação, destacando que para os CCEAR por disponibilidade a cessão recebida será representada por um novo contrato:

#### Compensações/Devoluções:



#### Ponto de vista do agente cedente:



#### Ponto de vista do agente cessionário:

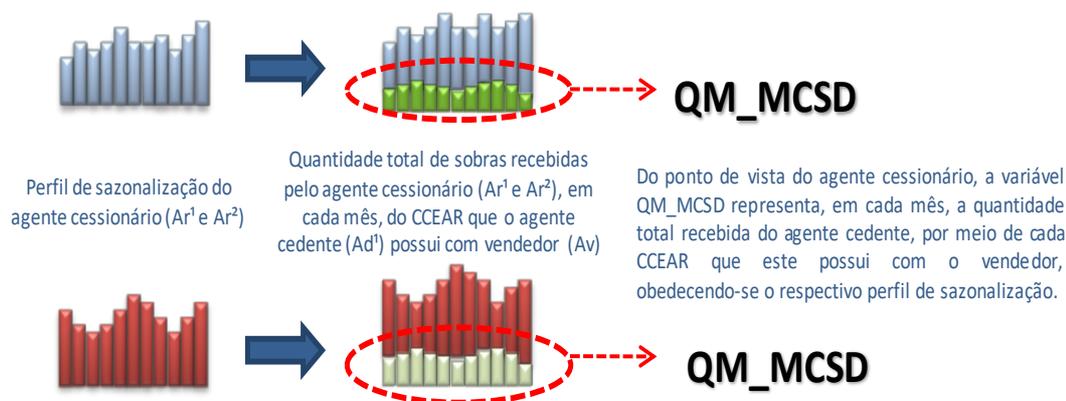


Figura 29: Resultado do processamento do MCS D

19. Realizadas as compensações/ devoluções, essa equação determina para cada CCEAR, após o processamento do MCSD, a Quantidade Mensal de Contratos de Energia no Ambiente Regulado, de acordo com a seguinte equação:

$$QM\_CCEAR_{e,mx,x} = QM\_CCEAR_{e,mx,x-1} + QM\_MCSD_{e,mx,x}$$

Onde:

$QM\_CCEAR_{e,mx,x}$  é a Quantidade Mensal de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$QM\_MCSD_{e,mx,x}$  é o Resultado do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

#### **Importante:**

A quantidade sazonalizada do contrato ( $QM_{e,m}$ ) será igual ao valor da quantidade mensal de contratos de energia no ambiente regulado para os participantes do MCSD.

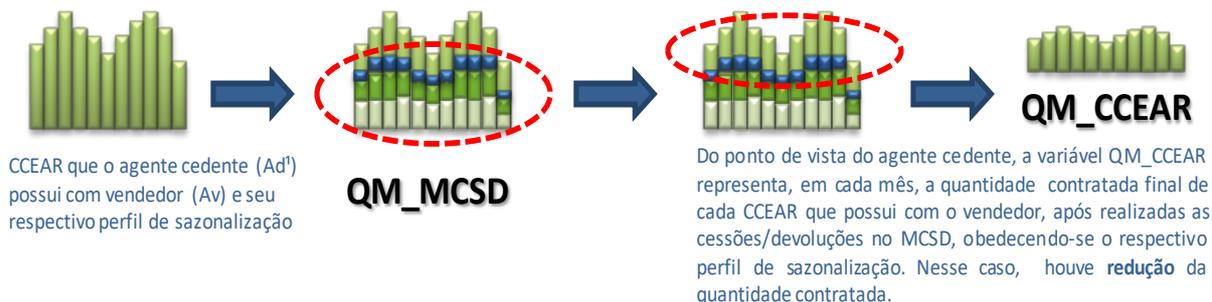
Para os CCEARs por Quantidade, caso o agente cessionário não possua contratos em determinado produto/leilão serão criados contratos para alocação da energia recebida.

Para os CCEARs por Disponibilidade, sempre serão criados contratos em cada processamento para alocação da energia recebida, mesmo se o agente cessionário possuir contrato em determinado produto/leilão.

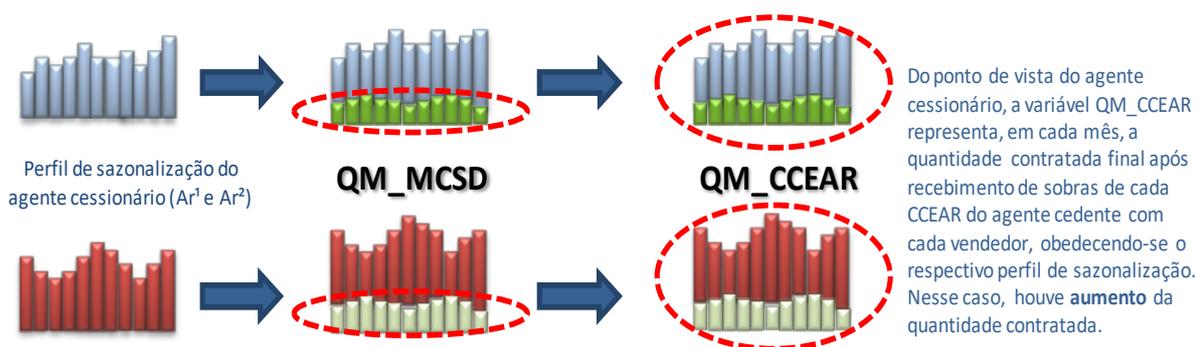
#### **Representação Gráfica**

A equação para cálculo da quantidade mensal de contratos de energia no ambiente regulado é aplicada tanto para o agente cedente quanto ao agente cessionário. A [Figura 30](#) ilustra o ponto de vista de cada agente na equação, bem como os reflexos do processamento do MCSD destacando que para os CCEAR por disponibilidade a cessão recebida será um novo contrato:

---

**Ponto de vista do agente cedente:**



---

**Ponto de vista do agente cessionário:**



---

 Figura 30: Quantidade mensal de contratos de energia no ambiente regulado

**Determinação de Valores Mensais de Potência**

As eventuais alterações de montantes contratados decorrentes de cessão ou devolução no processamento do MCS D implicam mudanças na potência associada por analogia e proporção.

Esta seção acompanha a mesma sequência de cálculos anteriores e reflete os impactos do processamento do MCS D na potência contratada.

20. O Fator de Capacidade Sazonal do Contrato é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$FATP_{ed,s,t,l,x} = \frac{\sum_{mx} QM\_CCEAR_{e,mx,x-1}}{P_{MAX\_CCEAR_{e,mx*,x-1}} * \sum_{mx} M\_HORAS_{mx}}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

FATP<sub>ed,er,s,t,l,x</sub> é o Fator de Capacidade Sazonal do Contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCS D “x”

QM\_CCEAR<sub>e,mx,x</sub> é a Quantidade Mensal de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCS D “mx”, no processamento do MCS D “x”

$PMAX\_CCEAR_{e,mx,x}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

Para contratos que possuem término de suprimento antes do último período de comercialização do ano, o conjunto de meses (“mx”) utilizados no processamento do MCSD deve considerar somente os meses do período de suprimento no ano, a partir do processamento do MCSD “x”.

- 20.1. Essa equação determina por meio do fator FATP, o novo limite de potência associada para cada CCEAR após a realização do MCSD. Tal fator é utilizado nas demais equações desta seção para balizar esse limite. Para cada mês do período ‘mx’ é calculado um fator associado, para que a sazonalização do contrato no ano de processamento do MCSD reflita a correspondente alteração de potência.

**Importante:**

O fator de capacidade sazonal do contrato será obtido somente para as distribuidoras que declararam sobras.

- 20.2. A Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$PMAX\_CCEAR_{e,mx,x-1} = PMAX_{e,mx}$$

Onde:

$PMAX\_CCEAR_{e,mx,x}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$PMAX_{e,m}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

**Importante:**

A potência máxima mensal do contrato refere-se à potência vigente, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior

21. A Quantidade Mensal Devolvida de Potência do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_POT_{e,x} = \frac{DEV\_E_{e,x}}{FATP_{ed,s,t,lx}}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$DEV\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Mensal Devolvida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_E_{e,x}$  é a Devolução de CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$FATP_{ed,er,s,t,l,x}$  é o Fator de Capacidade Sazonal do Contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

22. A Quantidade Total Mensal Cedida de Potência do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTC\_POT_{e,x} = \sum_{er \in ERGAR} \left( \frac{COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}}{FATP_{ed,s,t,l,x}} \right)$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QTC\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Total Mensal Cedida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FATP_{ed,er,s,t,l,x}$  é o Fator de Capacidade Sazonal do Contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

A quantidade total mensal cedida de potência será obtida somente para as distribuidoras que declararam sobras.

O submercado "s" da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato "e" está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

23. A Quantidade Total Mensal Recebida de Potência do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTR\_POT_{e,x} = \sum_{\substack{ed \in ERGAD \\ er = e \\ \forall e \in ERGAR}} \left( \frac{COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}}{FATP_{ed,s,t,l,x}} \right)$$

Onde:

$QTR\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Total Mensal Recebida de Potência do CCEAR do contrato "e", no processamento do MCSD "x"

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

$FATP_{ed,er,s,t,l,x}$  é o Fator de Capacidade Sazonal do Contrato onde o agente cedente é o comprador "ed", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

"ERGAD" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ERGAR" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ar"

"ed" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador "ad" e o agente vendedor "av", cujo lastro é dado pela usina "p"

"er" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e

por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

A quantidade total mensal recebida de potência será obtida somente para as distribuidoras que declararam déficits.

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

24. A Potência Máxima Mensal dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$P_{MAX\_CCEAR_{e,mx,x}} = \max \left( 0; \left( P_{MAX\_CCEAR_{e,mx,x-1}} - DEV\_POT_{e,x} - QTC\_POT_{e,x} + QTR\_POT_{e,x} \right) \right)$$

Onde:

$P_{MAX\_CCEAR_{e,mx,x}}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Mensal Devolvida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Total Mensal Cedida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Total Mensal Recebida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

**Importante:**

A Potência Máxima Mensal do Contrato ( $P_{MAX_{e,m}}$ ) será igual ao valor da potência máxima mensal dos contratos de energia no ambiente regulado para os participantes do MCSD.

### Determinação de Valores Anuais de Energia

Até o momento, verificou-se o impacto mensal provocado pelo MCSD no ano de processamento do mecanismo, respeitando-se o perfil de sazonalização do ano vigente. Como as compensações e devoluções realizadas possuem caráter irrevogável e irretroatável até o final do prazo de vigência remanescente dos respectivos CCEARs, passa-se nesta seção ao cálculo do impacto do processamento do MCSD nos demais anos de vigência de cada CCEAR.

25. O Fator de Rateio Contratual Anual é obtido por meio da razão entre o somatório de todas as quantidades anuais de um determinado CCEAR e o somatório de todas as quantidades anuais de todos os CCEARs, do mesmo produto e leilão, do agente cedente, de acordo com a seguinte equação:

$$FRCA_{e,x} = \frac{\sum_{fx} QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}{\sum_{\substack{e \in ERCA \\ e \in ECCO}} \sum_{fx} QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall a \in DSOB$$

Onde:

$FRCA_{e,x}$  é Fator de Rateio Contratual Anual do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“DSOB” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ERCA” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, do perfil de agente “a”, para o mesmo produto e leilão

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

### Representação Gráfica

Para se obter a representatividade de cada CCEAR que o agente cedente possui com seus respectivos vendedores, esta equação deve ser processada para cada um de seus CCEARs e considerar as quantidades anuais do período “fx”, conforme ilustra a [Figura 31](#) **Figura 31:**

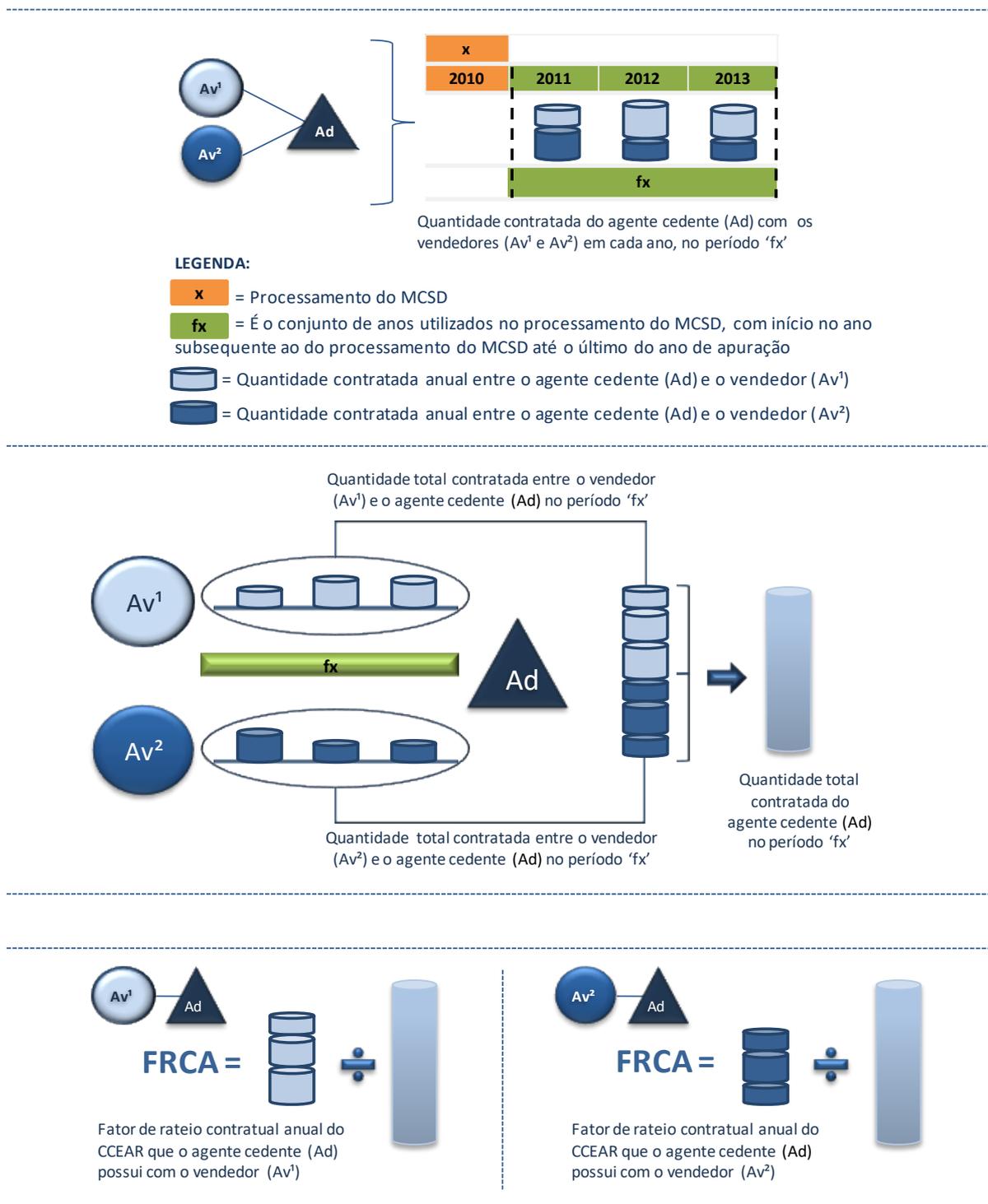


Figura 31: Fator de rateio contratual anual

25.1. A Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

Para CCEAR por Disponibilidade provenientes de leilões realizado de 2019 em diante

$$QA_{CCEAR_{e,fx,x-1}} = \sum_{m \in fx} MMC_{e,m} * M_{HORAS}_m$$

*Para os CCEARs por Quantidade*

$$QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} = QA_{e,fx}$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

QA\_CCEAR<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QA<sub>e,f</sub> é a Quantidade Anual do Contrato “e”, no ano de apuração “f”

MMC<sub>e,m</sub> é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

A quantidade anual do contrato refere-se ao montante vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior “x-1”.

25.1. O Montante Médio Contratado no Ambiente Regulado é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$MMC\_CCEAR_{e,mx,x-1} = MMC_{e,mx}$$

$$\forall mx$$

Onde:

MMC\_CCEAR<sub>e,mx,x</sub> é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

MMC<sub>e,m</sub> é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

**Importante:**

O Montante Médio Contratado refere-se ao montante vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior “x-1”.

26. A partir da identificação do total de compensações das sobras de cada agente cedente com cada agente cessionário, faz-se necessário determinar quanto dessas sobras são compensadas por meio de cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEARs. Dessa forma, a Compensação Anual entre Agentes por Contrato é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMP_{PH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}} = COMP_{PM\_RR_{ad,ar,t,l,x}} * FRCA_{e,x}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$COMP_{PH\_RRG_{ad,ar,av,s,t,l,x}}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

$COMP_{PM\_RR_{ad,ar,t,l,x}}$  é a Compensação de CCEAR do agente cedente "ad", para o agente cessionário "ar", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

$FRCA_{e,x}$  é Fator de Rateio Contratual Anual do contrato "e", no processamento do MCSD "x"

"ERGAD" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ECCO" é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos de provenientes de cessões recebidas no MCSD

"ed" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador "ad" e o agente vendedor "av", cujo lastro é dado pela usina "p"

"er" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador "ar" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

**Importante:**

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

27. A quantidade de energia a ser devolvida pelo agente cedente ao respectivo agente vendedor com quem possui CCEAR foi calculada em etapas anteriores. Essa devolução deve ser aplicada, além dos meses do ano em processamento, para cada ano de vigência do CCEAR. Sendo assim, a Devolução Anual de CCEAR é obtida, em energia, para cada CCEAR do agente cedente, conforme a seguinte equação:

$$DEV\_H_{e,fx,x} = DEV\_M_{ad,t,l,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x} * FRCA_{e,x}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$DEV\_H_{e,fx,x}$  é a Devolução Anual de CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_M_{ad,t,l,x}$  é a Devolução Mensal do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FRCA_{e,x}$  é Fator de Rateio Contratual Anual do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

27.1. A Quantidade de Horas do Ano utilizado no processamento do MCSD é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$F\_HORAS_{fx,t,l,x} = \sum_{m \in f} M\_HORAS_m$$

$$\forall f \in fx$$

Onde:

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

Para produtos/leilões que possuem término de suprimento antes do último período de comercialização do ano, a apuração da quantidade de horas anual deve considerar somente os meses do período de suprimento no ano.

28. Anteriormente, o total cedido pelo agente cedente para todos os agentes cessionários, por meio de cada vendedor com o qual possui CCEAR, respeitando-se o perfil de sazonalização correspondente foi calculado por meio da variável QTC\_SAZ. No entanto, a quantidade cedida também deve ser aplicada para cada ano de vigência do CCEAR. Sendo assim, determina-se, em energia, a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR de acordo com a seguinte equação:

$$QTC_{H_{e,fx,x}} = \sum_{er \in ERGAR} COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QTC_{H_{e,fx,x}}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante,

e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### **Importante:**

A quantidade total mensal cedida de CCEAR será obtida somente para as distribuidoras que declararam sobras.

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Para os anos subsequentes ao de processamento, um novo perfil de sazonalização será pré-acordado entre vendedor e agente cessionário.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er” tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **Representação Gráfica**

A variável QTC\_H representa o total cedido pelo agente cedente a todos os agentes cessionários, por meio de cada vendedor com o qual possui CCEAR, em cada ano de vigência do contrato.

No cenário abaixo, ilustra-se a quantidade de sobras cedidas a cada agente cessionário ( $Ar^1$  e  $Ar^2$ ) do contrato que o agente cedente ( $Ad^1$ ) possui com o vendedor ( $Av$ ), em cada ano de vigência remanescente do CCEAR. Em função da dimensão das declarações de sobras cedidas neste momento (MW médio), faz-se necessária a transformação das sobras em megawatt-hora por meio de multiplicação da quantidade total de sobras cedidas em cada ano pelo número de horas correspondentes ao período.

Importante destacar que o impacto do processamento do MCSD se dá apenas a partir do ano (f+2), dado que este é o ano subsequente ao de execução do mecanismo (f+1).

Ponto de vista do agente cedente:

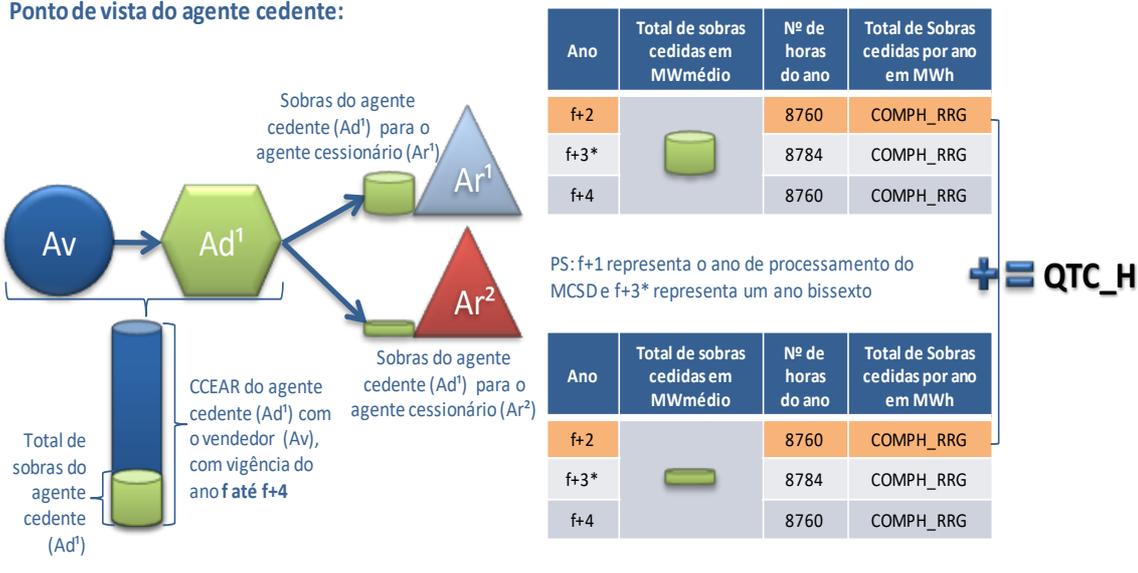


Figura 32: Quantidade total anual cedida de CCEAR

### Importante:

A equação também deve ser processada para cada ano f+3 e f+4, somando-se a quantidade total cedida pelo agente cedente em cada um desses anos, conforme representado no ano f+2 das tabelas. Desta forma, chega-se à variável QTC<sub>H</sub>.

29. Da mesma forma, por meio da variável QTR\_SAZ, foi calculada anteriormente a quantidade total recebida pelo agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual os agentes cedentes possuem CCEAR, respeitando-se o perfil de sazonalização correspondente. No entanto, a quantidade recebida pelo agente cessionário também deve ser aplicada para cada ano de vigência do CCEAR. Sendo assim, determina-se a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR de acordo com a seguinte equação:

$$QTR_{H_{e,fx,x}} = \sum_{ed \in ERGAD} COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

Onde:

$QTR_{H_{e,fx,x}}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$COMPH\_RRG_{ad,ar,av,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### **Importante:**

A quantidade total mensal recebida de CCEAR será obtida somente para as distribuidoras que declararam déficits.

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **Representação Gráfica**

A variável QTR\_H representa a quantidade total recebida pelo agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual os agentes cedentes possuem CCEAR, em cada ano de vigência do contrato.

No cenário abaixo ilustra-se a quantidade de sobras recebidas pelo agente cessionário ( $Ar^2$ ) do contrato que os agentes cedentes ( $Ad^1$  e  $Ad^2$ ) possuem com o vendedor (Av), em cada ano de vigência remanescente do CCEAR. Em função da dimensão das declarações de sobras cedidas neste momento (MW médio), faz-se necessária a transformação das sobras em megawatt-hora por meio de multiplicação da quantidade total de sobras recebidas em cada ano pelo número de horas correspondentes ao período.

Importante destacar que o impacto do processamento do MCSD se dá apenas a partir do ano f+2, dado que este é o ano subsequente ao de execução do mecanismo ocorrido, no cenário apresentado, em f+1.

**Ponto de vista do agente cessionário:**

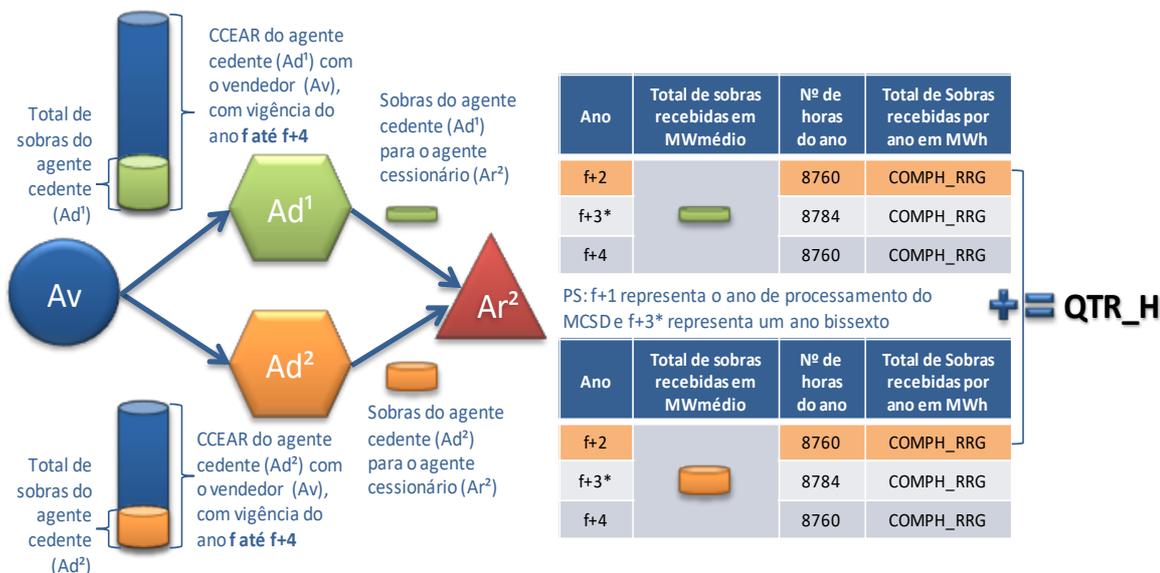


Figura 33: Quantidade total anual recebida de CCEAR

**Importante:**

A equação também deve ser processada para cada ano f+3 e f+4, somando-se a quantidade total recebida pelo agente cessionário em cada um desses anos, conforme representado no ano f+2 nas tabelas. Desta forma, chega-se à variável QTR\_H.

30. Depois de realizadas as cessões e devoluções, calcula-se o Resultado Anual do Processamento do MCSD Mensal para cada CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$QA\_MCSD_{e,fx,x} = QTR\_H_{e,fx,x} - DEV\_H_{e,fx,x} - QTC\_H_{e,fx,x}$$

Onde:

$QA\_MCSD_{e,fx,x}$  é o Resultado Anual do Processamento do MCSD Mensal do contrato "e", para cada mês utilizado no processamento do MCSD "mx", no processamento do MCSD "x"

$QTR\_H_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$DEV\_H_{e,fx,x}$  é a Devolução Anual de CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$QTC\_H_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

Para os agentes de distribuição cessionários, o valor da quantidade total anual de contratos de energia do MCSD é positivo, representado pela quantidade total anual recebida de CCEAR (QTR\_H).

Para os distribuidores cedentes ou que reduziram seus montantes contratuais, o valor da quantidade total anual de contratos de energia originais é negativo (- DEV\_H - QTC\_H).

**Representação Gráfica**

O cálculo do resultado anual do processamento do MCSD é realizado para cada ano remanescente de vigência de cada CCEAR e é aplicado tanto para o agente cedente, no que se refere às cessões/devoluções das sobras quanto para o agente cessionário, de acordo com as sobras recebidas. As ~~Figura 34~~[Figura 34](#) ilustra o ponto de vista de cada agente na equação:

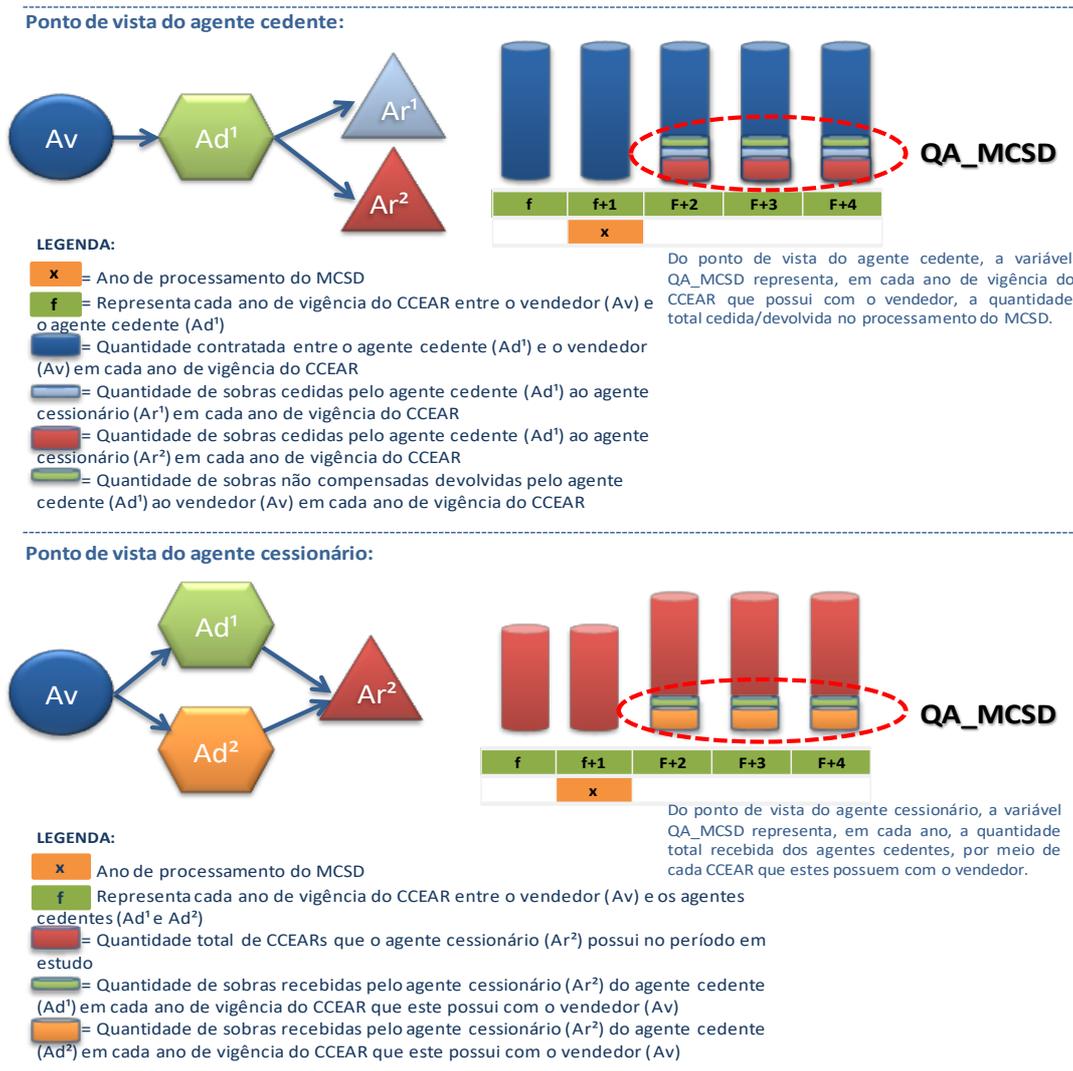


Figura 34: Resultado anual do processamento do MCSD

31. A equação abaixo calcula, depois de realizado o processamento do MCSD, a quantidade final de cada CCEAR dos agentes participantes do mecanismo. Portanto, a Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com as seguintes equações:
- 31.1. Para o ano do processamento do MCSD, a Quantidade Anual de contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QA\_CCEAR_{e,f,x} = QA\_CCEAR_{e,f,x-1} + \sum_{mx} QM\_MCSDe_{mx,x}$$

Onde:

$QA\_CCEAR_{e,f,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato "e", para o ano de apuração "f", no processamento do MCSD "x"

$QM\_MCSDe_{mx,x}$  é o Resultado do Processamento do MCSD Mensal do contrato "e", para cada mês utilizado no processamento do MCSD "mx", no processamento do MCSD "x"

31.2. Para os anos subsequentes ao de processamento do MCSD, a Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QA\_CCEAR_{e,fx,x} = QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} + QA\_MCSD_{e,fx,x}$$

Onde:

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_MCSD_{e,fx,x}$  é o Resultado Anual do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

**Importante:**

A quantidade anual do contrato ( $QA_{e,f}$ ) será igual ao valor da quantidade anual de contratos de energia no ambiente regulado para os participantes do MCSD.

31.3. Para os anos subsequentes ao de processamento do MCSD, para o CCEAR por disponibilidade, o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado é obtido de acordo com a seguinte equação:

*Para o ano de processamento:*

$$MMC\_CCEAR_{e,mx,x} = \frac{\sum_{mx} QM\_MCSD_{e,mx,x}}{\sum_{mx} M\_HORAS_{mx}}$$

$\forall mx \in f$  Para os demais anos:

$$MMC\_CCEAR_{e,mx,x} = \frac{QA\_CCEAR_{e,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x}}$$

$\forall m \in fx$

Onde:

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx” no processamento do MCSD “x”

$QM\_MCSD_{e,mx,x}$  é o Resultado do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

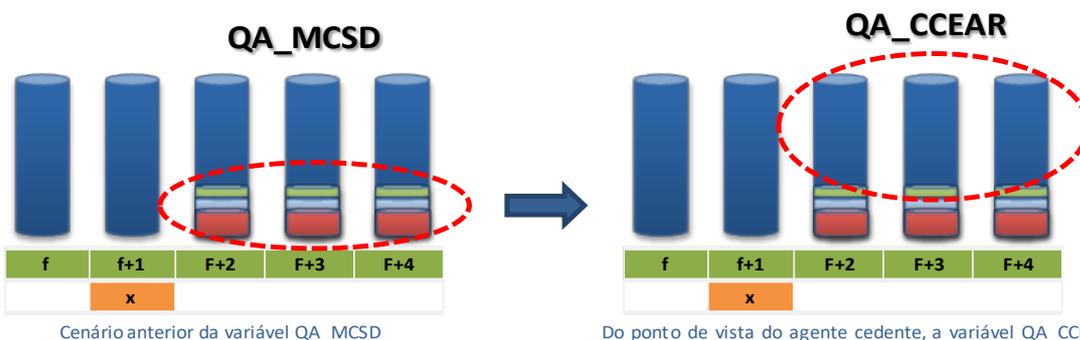
“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

### Representação Gráfica

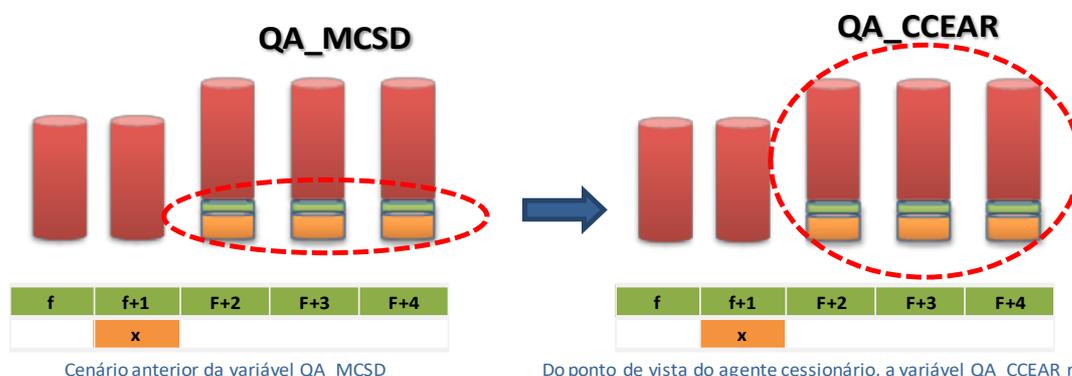
O cálculo da quantidade anual de contratos de energia no ambiente regulado é realizado para cada ano remanescente de vigência de cada CCEAR e é aplicado tanto para o agente cedente, para verificar a quantidade contratual final após cessão/ devolução das sobras, quanto para o agente cessionário, para verificar a quantidade contratual final após recebimento das sobras. Para o CCEAR por Disponibilidade a energia recebida é alocada em um novo contrato. A [Figura 35](#) ilustra o ponto de vista de cada agente na equação:

Ponto de vista do agente cedente:



Do ponto de vista do agente cedente, a variável QA\_CCEAR representa, em cada ano, a quantidade contratada final de cada CCEAR que este possui com o vendedor, após realizadas as cessões/devoluções no MCSD. Nesse caso, houve **redução** da quantidade contratada.

Ponto de vista do agente cessionário:



Do ponto de vista do agente cessionário, a variável QA\_CCEAR representa, em cada ano, a quantidade contratada final após recebimento de sobras de cada CCEAR dos agentes cedentes com cada vendedor. Nesse caso, houve **aumento** da quantidade contratada.

Figura 35: Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado

### Determinação de Valores Anuais de Potência

As eventuais alterações de montantes contratados decorrentes de cessão ou devolução no processamento do MCSD implicam alterações de potência associada nas respectivas proporções. Após determinar os valores de potência mensal, calculam-se, nesta seção, os valores de potência associada correspondentes a cada ano de processamento do MCSD. Para tal, utiliza-se a mesma sequência de cálculos efetuados na etapa anterior.

32. A Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$DEVPOT_{H_{e,fx,x}} = \frac{DEV_{M_{ad,t,l,x}} * FRCA_{e,x}}{0,66}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$DEVPOT_{H_{e,fx,x}} = DEV_{M_{ad,t,l,x}} * FRCA_{e,x} * 1,5$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:*

$$DEVPOT_{H_{e,fx,x}} = DEV_{POT_{e,x}} \forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall fx$$

Onde:

$DEVPOT_{H_{e,fx,x}}$  é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV_{M_{ad,t,l,x}}$  é a Devolução Mensal do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$DEV_{POT_{e,x}}$  é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR do contrato “e” no processamento do MCSD “x”

$FRCA_{e,x}$  é Fator de Rateio Contratual do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos de provenientes de cessões recebidas no MCSD

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCS D, com início no ano subsequente ao do processamento do MCS D até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

Para os anos subsequentes ao de processamento do MCS D, não é necessário respeitar o perfil de sazonalização do agente cedente para os CCEARs por quantidade, dispensando o cálculo de um fator de capacidade sazonal para cada mês do contrato.

Para os CCEARs por disponibilidade, uma vez que a potência associada é a disponibilidade máxima rateada para cada contrato, o valor será igual aquele apurado mensalmente.

33. A Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$QTC POT_{H_{e,fx,x}} = \frac{\sum_{er \in ERGAR} COMP H\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}}{0,66}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante*

$$QTC POT_{H_{e,fx,x}} = \sum_{er \in ERGAR} COMP H\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * 1,5$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:*

$$QTC POT_{H_{e,fx,x}} = QTC\_POT_{e,x}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall fx$$

Onde:

$QTC POT_{H_{e,fx,x}}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

COMPH\_RRG<sub>ad,ar,av,s,t,l,x</sub> é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

QTC\_POT<sub>e,x</sub> é a Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

### **Importante:**

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

34. A Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$QTRPOT_{H_{e,fx,x}} = \frac{\sum_{ed \in ERGAD} COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}}{0,66}$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$QTRPOT_{H_{e,fx,x}} = \sum_{ed \in ERGAD} COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * 1,5$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:

$$QTRPOT_{H_{e,fx,x}} = QTR\_POT_{e,x}$$

$$\forall e \in ERGAR$$

$$\forall fx$$

Onde:

$QTRPOT_{H_{e,fx,x}}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPH\_RRG_{ad,ar,av,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_POT_{e,x}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

“*ERGAR*” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

O submercado "s" da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato "e" está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

35. A Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QAPOT\_CCEAR_{e,fx,x} = QAPOT\_CCEAR_{e,fx,x-1} + QTRPOT_{He,fx,x} - DEVPOT_{He,fx,x} - QTCPOT_{He,fx,x}$$

Onde:

$QAPOT\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$QTRPOT_{He,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$DEVPOT_{He,fx,x}$  é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$QTCPOT_{He,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

**Determinação de Valores de Receita Fixa – CCEAR por Disponibilidade**

36. A Receita Fixa Anual do Contrato é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x-1} = RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$$

Onde:

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no ano de apuração "f"

"fx" é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

A receita fixa anual do contrato refere-se ao valor vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior "x-1". Além disso também está incluso no conjunto "fx" o próprio ano de processamento do MCSD "f"

37. Para determinar os valores novos de receita fixa é necessário determinar uma relação entre a Receita Fixa e o montante médio contratado, conforme seguinte equação:

$$RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f} = \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x-1}}{MMC\_CCEAR_{e,mx*,x-1}}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$fx = f$$

Onde:

$RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual Média da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no ano de apuração "f"

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado "e", para cada mês utilizado no processamento do MCSD "mx", no processamento do MCSD "x"

"ERGAD" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ECCO" é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

"mx\*" compreende somente o mês de redução inicial

38. O valor anual de Receita Fixa Devolvida do CCEAR, para o ano de processamento, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} = DEV\_E_{e,x} * RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$fx = f$$

Onde:

$DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Devolvida Anualmente do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$DEV\_E_{e,x}$  é a Devolução de CCEAR do contrato "e", no processamento do MCSD "x"

$RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual Média da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

#### **Importante:**

Apesar de ter validade apenas do mês de processamento em diante, é calculada uma devolução de receita para todos os meses do ano, com base no montante devolvido ( $DEV\_E_{e,x}$ ) do primeiro mês “mx” da janela de processamento atual “x”.

Isso se deve ao fato da receita fixa, em termos anuais, ser entrada para o processo de apuração de receita, contudo, esse novo valor anual somente é utilizado para as apurações (e reapurações) do mês do processamento do MCSD em diante.

39. O valor anual de Receita Fixa Devolvida do CCEAR, para os anos subsequentes, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} = DEV\_H_{e,fx,x} * \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Devolvida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_H_{e,fx,x}$  é a Devolução Anual de CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QA\_CCEAR<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

40. O valor anual de Receita Fixa Cedida do CCEAR, para o ano de processamento, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} = \sum_{er \in ERGAR} COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$fx = f$$

Onde:

QTC\_RF\_ANUAL<sub>e,fx,x</sub> é a Receita Fixa Cedida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

COMPM\_RRG<sub>ed,er,s,t,l,x</sub> é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

RFIX\_LEIL\_MED<sub>p,t,l,e,f</sub> é a Receita Fixa Anual Média da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

Apesar de ter validade apenas do mês de processamento em diante, é calculado uma cessão de receita para todos os meses do ano, com base no somatório do montante cedido ( $COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$ ) do primeiro mês "mx" da janela de processamento atual "x".

Isso se deve ao fato da receita fixa, em termos anuais, ser entrada para o processo de apuração de receita, contudo esse novo valor anual somente é utilizado para as apurações (e reapurações) do mês do processamento do MCSD em diante.

41. O valor anual de Receita Fixa Cedida do CCEAR, para os anos subsequentes, é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} = QTC\_H_{e,fx,x} * \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Cedida Anualmente do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$QTC\_H_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

"ERGAD" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ECCO" é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

42. O valor anual de Receita Fixa Recebida do CCEAR, para o ano de processamento, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTR\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} = \sum_{ed \in ERGAD} COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e*,f}$$

$$ed = e *$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

$$fx = f$$

Onde:

$QTR\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Recebida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual Média da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

#### **Importante:**

Apesar de ter validade apenas do mês de processamento em diante, é calculado uma cessão de receita para todos os meses do ano, com base na somatória do montante recebido ( $COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$ ) do primeiro mês “mx” da janela de processamento atual “x”.

Isso se deve ao fato da receita fixa, em termos anuais, ser entrada para o processo de apuração de receita, contudo esse novo valor anual somente é utilizado para as apurações (e reapurações) do mês do processamento do MCSD em diante.

43. O valor anual de Receita Fixa Recebida do CCEAR, para os anos subsequentes, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTR\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} = QTR\_H_{e,fx,x} * \sum_{ed \in ERGAD} \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e*,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e*,fx,x-1}}$$

$$ed = e *$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

Onde:

$QTR\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Recebida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_H_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“*ERGAR*” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“*ed*” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“*er*” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

44. Depois de realizadas as cessões e devoluções, calcula-se a Receita Fixa originada do Processamento do MCSD Mensal para cada CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_LEILAO\_MCSD_{e,fx,x} = QTR\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} - DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x} - QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$$

Onde:

$RFIX\_LEILAO\_MCSD_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Originada do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Recebida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Devolvida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Cedida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

45. A Receita Fixa dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x} = RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x-1} + RFIX\_LEILAO\_MCSD_{e,fx,x}$$

Onde:

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_MCSD_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Originada do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

Está incluso no conjunto “fx” o próprio ano de processamento do MCSD “f”

**Determinação dos Valores do Percentual de Comprometimento da Garantia Física com o Leilão e Disponibilidade Máxima**

46. O fator de redução do produto será calculado pela diferença das sobras compensadas devido a saída de consumidores livres e/ou especiais conforme seguinte equação:

$$F\_RED\_PRTM\_PROD_{p,t,l,x} = 1 - \frac{\sum_{ad} DEV\_M_{ad,t,l,x}}{\sum_{e \in t,l} MMC\_CCEAR_{e,mx^*,x-1}}$$

$$\forall p \in t, l$$

Onde:

$F\_RED\_PRTM\_PROD_{p,t,l,x}$  é o Fator de Redução do Percentual de Comprometimento com o Leilão de Disponibilidade da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_M_{ad,t,l,x}$  é a Devolução Mensal do agente cedente “ad”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

“mx” compreende somente o mês de redução inicial

**Importante:**

Esse fator será utilizado para redução dos parâmetros da usina, no determinado produto leilão, referentes aos montantes reduzidos que não foram compensadas por déficits.

Em caso de cessão entre os distribuidores os parâmetros serão proporcionalizados conforme ponderação de contratos nos demais módulos das Regras de Comercialização, com base nas novas quantidades de energia definida pelo processamento do MCSD.

**Determinação de Valores Presentes nos Termos de Cessão/Redução – Energia**

Esta seção é responsável por calcular, em energia, variáveis que constarão nos termos de cessão/redução resultantes do processamento do MCSD e visam auxiliar os agentes no controle dos resultados apurados.

47. A Compensação Total Mensal de CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,mx,x} = COMP\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * \sum_{mx} M\_HORAS_{mx} * FSAZ_{e,mx,x}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall er \in ERGAR$$

Onde:

$COMP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,mx,x}$  é a Compensação Total Mensal de CCEAR entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMP\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

$FSAZ_{e,mx,x}$  é o Fator de Sazonalização do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados

de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### **Importante:**

As informações de compensação correspondem à energia e potência cedida do agente “ad” para o agente “ar”. Desta forma, são comuns para controle da energia de ambas as partes.

Para produtos/leilões que possuem término de suprimento antes do último período de comercialização do ano, o conjunto de meses (“mx”) utilizados no processamento do MCSD deve considerar somente os meses do período de suprimento no ano, a partir do processamento do MCSD “x”.

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

48. A Compensação Total Anual do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_H_{ed,er,s,fx,t,l,x} = COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}$$

$$\forall ed \in ERGAD$$

$$\forall er \in ERGAR$$

Onde:

$COMP\_H_{ed,er,s,fx,t,l,x}$  é a Compensação Total Anual de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMPH\_RRG_{ad,ar,av,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

49. O Recebimento Mensal é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$REC\_M_{ar,t,l,x} = \sum_{ad} COMPM\_RR_{ad,ar,t,l,x}$$

Onde:

$REC\_M_{ar,t,l,x}$  é o Recebimento Mensal do agente cessionário “ar”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RR_{ad,ar,t,l,x}$  é a Compensação de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

**Importante:**

A variável REC\_M é a única desta seção que não consta nos termos de cessão/redução, no entanto, está presente em relatórios disponibilizados pela CCEE.

### Determinação de Valores Presentes nos Termos de Cessão/Redução – Potência

50. Esta seção é responsável por calcular, em potência, variáveis que constarão nos termos de cessão/redução resultantes do processamento do MCSD e visam auxiliar os agentes no controle dos resultados apurados. A Compensação Total Mensal da Potência do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMPOT_{ed,er,s,t,l,x} = \frac{COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}}{FATP_{ed,s,t,l,x}}$$

$$\forall ed \in ERGAD$$

$$\forall er \in ERGAR$$

Onde:

$COMPOT_{ad,ar,av,s,t,l,x}$  é a Compensação Total Mensal da Potência do CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FATP_{ed,er,s,t,l,x}$  é o Fator de Capacidade Sazonal do Contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

O submercado "s" da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato "e" está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

51. A Compensação Total Anual da Potência do CCEAR é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$COMPOT_{H_{ed,er,s,fx,t,l,x}} = \frac{COMP_{H\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}}}{0,66}$$

$$\forall ed \in ERGAD$$

$$\forall er \in ERGAR$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$COMPOT_{H_{ed,er,s,fx,t,l,x}} = COMP_{H\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}} * 1,5$$

$$\forall ed \in ERGAD$$

$$\forall er \in ERGAR$$

*Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:*

$$COMPOT_{H_{ed,er,s,fx,t,l,x}} = COMP_{H\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}} * \frac{MMC\_CCEAR_{e,mx*,x-1}}{P_{MAX\_CCEAR_{e,mx*,x-1}}}$$

$$ed = e$$

$$\forall ed \in ERGAD$$

$$\forall ed \in ECCO$$

$$\forall er \in ERGAR$$

Onde:

$COMPOT_{H_{ad,ar,av,s,fx,t,l,x}}$  é a Compensação Total Anual da Potência do CCEAR do agente cedente "ad", para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no submercado "s", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"

$COMP_{H\_RRG_{ad,ar,av,s,t,l,x}}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCSD "x"]

$QTC_{POT_{e,x}}$  é a Quantidade Total Mensal Cedida de Potência do CCEAR do contrato "e", no processamento do MCSD "x"

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos de provenientes de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

#### Determinação de Valores Presentes nos Termos de Cessão/Redução – Receita Fixa

52. A Compensação Anual da Receita Fixa Cedida do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_RF_{ed,er,s,fx,t,l,x} = COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall fx$$

Onde:

$COMP\_RF_{ed,er,s,fx,t,l,x}$  é a Compensação da Receita Fixa do CCEAR onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMPM\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Mensal entre Agentes por Contrato entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEIL\_MED_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual Média da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

### 2.1.2. Dados de Entrada do MCSD Mensal

<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante Médio Contratado</b>		
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Potência Máxima Mensal do Contrato</b>		
<b>PMAX<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Potência Máxima Mensal do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>QA<sub>e,f</sub></b>	<b>Quantidade Anual do Contrato</b>	

	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Potência Máxima Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado</b>	
QAPOT_CCEAR <sub>e,fx,x</sub>	Descrição	Potência Máxima Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>	
QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Mensal associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade mensal de déficits de CCEAR</b>	
QM_DEF <sub>a,t,l,x</sub>	Descrição	Quantidade mensal de déficits de CCEAR do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x” para o mês de compensação/redução inicial até o final de vigência do contrato
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Quantidade Declarada de Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais</b>	
QMCL_SOB <sub>a,t,l,x</sub>	Descrição	Quantidade Declarada de Sobras referente a Saída de Consumidores Livres e/ou Especiais do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x” para o mês de

	compensação/redução inicial até o final de vigência do contrato
Unidade	MW médio
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade declarada de sobras referente a outros desvios de mercado

<b>QMLV_SOB<sub>a,t,l,x</sub></b>	Quantidade declarada de sobras referente a outros desvios de mercado do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x” para o mês de compensação inicial até o final de vigência do contrato
Unidade	MW médio
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Receita Fixa Anual ofertada no leilão

<b>RFIX_LEILAO_D<sub>p,t,l,e,f</sub></b>	Receita Fixa Anual do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
Unidade	R\$/ano
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída do MCSD Mensal

#### Compensação da Receita Fixa do CCEAR

<b>COMP_RF<sub>ed,er,s,fx,t,l,x</sub></b>	Compensação da Receita Fixa do CCEAR onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Compensação Total Mensal de CCEAR

<b>COMP_SAZ</b> <sub>ed,er,s,t,l,mx</sub> ,x	Descrição	Compensação Total Mensal de CCEAR entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Compensação Anual entre Agentes por Contrato</b>	
<b>COMPH_RRG</b> <sub>ed,er,s,t,l</sub> x	Descrição	Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Receita Fixa Devolvida Anualmente</b>	
<b>DEV_RF_ANUAL</b> <sub>e,fx,x</sub>	Descrição	Receita Fixa Devolvida Anualmente do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Quantidade de Horas do Ano</b>	
<b>F_HORAS</b> <sub>fx,t,l,x</sub>	Descrição	Quantidade de Horas do Ano para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	hora
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Fator de Redução do Percentual de Comprometimento com o Leilão de Disponibilidade</b>	
<b>F_RED_PRTM_PRO</b> <b>D</b> <sub>p,t,l,x</sub>	Descrição	Fator de Redução do Percentual de Comprometimento com o Leilão de Disponibilidade da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado</b>		
<b>MMC_CCEAR<sub>e,mx,x</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Mensal de Receita Fixa Cedida</b>		
<b>QTC_RF_ANUAL<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal de Receita Fixa Cedida do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Mensal de Receita Fixa Recebida</b>		
<b>QTR_RF_ANUAL<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Mensal de Receita Fixa Recebida do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Anual</b>		
<b>RFIX_LEILAO_CCEA<sub>Re,fx,x</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Anual do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Originada do Processamento do MCSD Mensal</b>		
<b>RFIX_LEILAO_MCSD<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Originada do Processamento do MCSD Mensal do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual Média</b>		
RFIX_LEIL_MED <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Receita Fixa Anual Média da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. MCSD 4%

### Objetivo:

Calcular as compensações/devoluções decorrentes do processamento do MCSD 4%, em função das declarações de sobras e déficits pelos agentes de distribuição.

### Contexto:

Os CCEARs decorrentes dos leilões de energia elétrica provenientes de empreendimentos de geração existentes preveem a possibilidade de redução dos montantes contratados em razão de outras variações de mercado, limitada a quatro por cento do montante inicial contratado, conforme art.29 do Decreto nº 5163/2004. Contudo, antes que ocorra a devolução desta quantidade aos vendedores correspondentes processa-se o MCSD 4% para efetuar a compensação de sobras e déficits declarados pelos agentes de distribuição. A [Figura 36](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

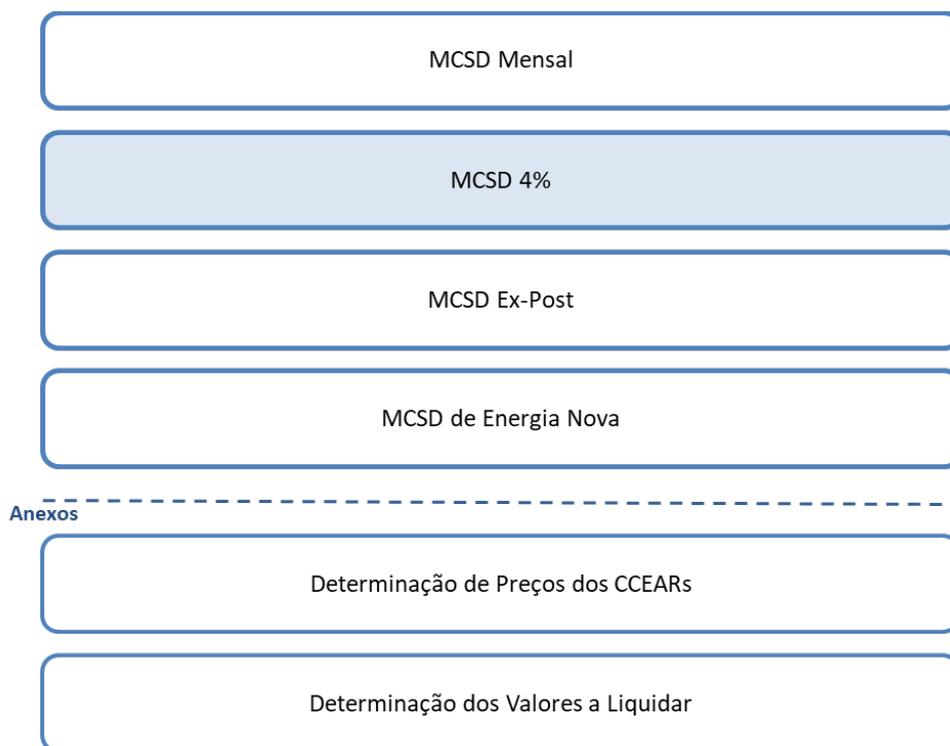


Figura 36: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

### 2.2.1. Detalhamento do MCSD Anual limitado a 4%

Esta seção descreve a sequência de cálculos utilizada no processamento do MCSD 4%. Nesta modalidade, o impacto do MCSD se dá a partir do ano seguinte ao de execução do mecanismo e é permitida a devolução de sobras não compensadas ao respectivo vendedor do CCEAR.

A verificação do limite de 4% de declaração das sobras é realizada antes de se iniciar o processamento do MCSD, e as quantidades já validadas são utilizadas como dados de entrada nas equações a seguir.

#### Determinação de Sobras e Déficits

53. A quantidade informada pelo Agente para declaração de sobras para processamento do MCSD 4% não pode ultrapassar o limite de 4% do montante original do contrato sendo esta limitação existente no sistema no momento da declaração. Cabe ainda destacar que os contratos objetos de redução poderão ser reduzidos até 4% do montante original, se não forem rescindidos até o momento. Além disso, caso ainda a declaração pelo Agente ultrapasse o limite disponível de contrato, a CCEE ajustará a declaração, conforme seguinte equação.

$$QA\_4\_SOB_{a,t,l,x} = \min \left( QA\_4\_SOB\_DEC_{a,t,l,x}; \sum_{e \in ERCA} \frac{QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x}} \right)$$

*fx = ano seguinte ao do processamento*

Onde:

$QA\_4\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada Limitada de Sobras Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_4\_SOB\_DEC_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada de Sobras Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual Líquida de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERCA” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade do perfil de agente “a”, para o mesmo produto e leilão

54. As declarações de sobras serão informadas pelos agentes e serão rateadas pela CCEE para cada produto nas modalidades por disponibilidade, provenientes de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, de cada leilão oriundo de empreendimentos existentes vigentes para o ano seguinte ao de processamento, independentemente do início de suprimento, em que o agente declarante tiver adquirido energia.
- 54.1. As Declarações de Sobras serão distribuídas, proporcionalmente, pelos montantes contratados (quando da primeira declaração) ou remanescentes (após Redução e/ou Cessão anterior) dos Produtos de CCEAR de cada Agente de Distribuição declarante de Sobras, conforme a energia média contratada de cada Produto.
- 54.2. Após a distribuição das Sobras do Agente Comprador Cedente entre os Produtos, a CCEE apura a Sobra global para o processamento do MCSD, a Sobra de cada Produto do processamento do MCSD e o percentual das Sobras de cada produto em relação à Sobra global.
- 54.3. As Declarações de Déficits serão rateadas proporcionalmente entre os Produtos, considerando-se o percentual das Sobras por Produto.
55. Em um determinado mês de processamento do MCSD 4%, a Quantidade Anual Total de Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do total originalmente contratado, declarada pelos agentes de distribuição, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$TDA\_4\_SOB_{t,l,x} = \sum_{a \in DSOB4} QA\_4\_SOB_{a,t,l,x}$$

$$\forall a \in DSOB4$$

Onde:

$TDA\_4\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Anual Total de Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_4\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada Limitada de Sobras Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DSOB4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras referentes a Outras Variações de mercado limitados a 4%

56. Em um determinado mês de processamento do MCSD 4%, a Quantidade Anual Total de Déficits referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do total originalmente contratado, declarada pelos agentes de distribuição, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$TDA\_4\_DEF_{t,l,x} = \sum_{a \in DDEF4} QA\_4\_DEF_{a,t,l,x}$$

$$\forall a \in DDEF4$$

Onde:

$TDA\_4\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Anual Total de Déficits referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_4\_DEF_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Anual de Déficits de CCEARs referente a Outras Variações de Mercado Limitados a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DDEF4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam déficits referente a Outras Variações de Mercado limitadas a 4%

57. O Fator Anual de Compensação das Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% indica a quantidade do total de sobras declaradas, no MCSD 4% que será utilizada para compensar os déficits declarados. Se a divisão feita na equação for maior que 1, o resultado é limitado a 1. Isso significa que 100% das sobras apresentadas por esse motivo serão utilizadas para cobrir uma parcela ou a totalidade de déficits. Se o resultado for menor que 1, este valor representará o percentual de sobras utilizado para cobrir os déficits.
- 57.1. O Fator Anual de Compensação das Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$FA\_4_{t,l,x} = \min \left( 1; \frac{TDA\_4\_DEF_{t,l,x}}{TDA\_4\_SOB_{t,l,x}} \right)$$

Onde:

$FA\_4_{t,l,x}$  é o Fator Anual de Compensação das Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDA\_4\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Anual Total de Déficits referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDA\_4\_SOB_{t,l,x}$  é a Quantidade Anual Total de Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

58. A partir das declarações totais de sobras e do respectivo fator de compensação calculado determina-se, para cada agente distribuidor cedente, a Compensação Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%, de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_A\_4_{ad,t,l,x} = QA\_4\_SOB_{a,t,l,x} * FA\_4_{t,l,x}$$

$$\forall a \in DSOB4$$

Onde:

$COMP\_A\_4_{ad,t,l,x}$  é a Compensação Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_4\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada Limitada de Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FA\_4_{t,l,x}$  é o Fator Anual de Compensação das Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DSOB4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras referente a Outras Variações de mercado limitados a 4%

**Importante:**

O produto da equação apresenta, do total de sobras declaradas pelo agente cedente, quanto efetivamente será utilizado para cobrir os déficits declarados.

59. A equação a seguir é responsável por calcular, do total de sobras declaradas pelo agente cedente, quanto será a Devolução Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%, aos respectivos vendedores com quem possui CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_A\_4_{ad,t,l,x} = QA\_4\_SOB_{a,t,l,x} * (1 - FA\_4_{t,l,x})$$

$$\forall a \in DSOB4$$

Onde:

$DEV\_A\_4_{ad,t,l,x}$  é a Devolução Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_4\_SOB_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Declarada Limitada de Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FA\_4_{t,l,x}$  é o Fator Anual de Compensação das Sobras referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DSOB4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras referente a Outras Variações de mercado limitados a 4%

### Determinação de Valores Anuais de Energia

Como as compensações e devoluções realizadas possuem caráter irrevogável e irretratável até o final do período de suprimento remanescente dos respectivos CCEARs, nesta seção calcula-se o impacto do processamento do MCSD em cada ano de vigência dos CCEARs.

A partir de agora, depois de identificar, para cada agente cedente, quanto será compensado e quanto será devolvido do total de sobras declaradas, também é preciso estabelecer as relações existentes entre os agentes envolvidos no processamento do MCSD 4%. Ou seja, para cada compensação realizada é determinada a quantidade de sobras cedidas para cada agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEAR. Da mesma forma, determina-se do total de sobras que não foram compensadas, quanto será devolvido para cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEAR.

60. O Fator de Rateio Contratual Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtido por meio da razão entre o somatório de todas as quantidades anuais de um determinado CCEAR e o somatório de todas as quantidades anuais limitadas de todos os CCEARs, do mesmo produto e leilão, do agente cedente, de acordo com a seguinte equação:

$$FRCA_{4_{e,fx,x}} = \frac{QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}}{\sum_{\substack{e \in ERCA \\ e \in ECCO}} QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}}$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall a \in DSOB4$$

Onde:

$FRCA_{4_{e,x}}$  é Fator de Rateio Contratual Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual Líquida de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

“ERCA” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade do perfil de agente “a”, para o mesmo produto e leilão

“DSOB4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras referente a Outras Variações de Mercado limitadas a 4%

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

### Representação Gráfica

Para se obter a representatividade de cada CCEAR que o agente cedente possui com seus respectivos vendedores, esta equação deve ser processada para cada um de seus CCEARs e considerar as quantidades anuais do período “fx”, conforme ilustra a [Figura 37](#) **Figura-37:**

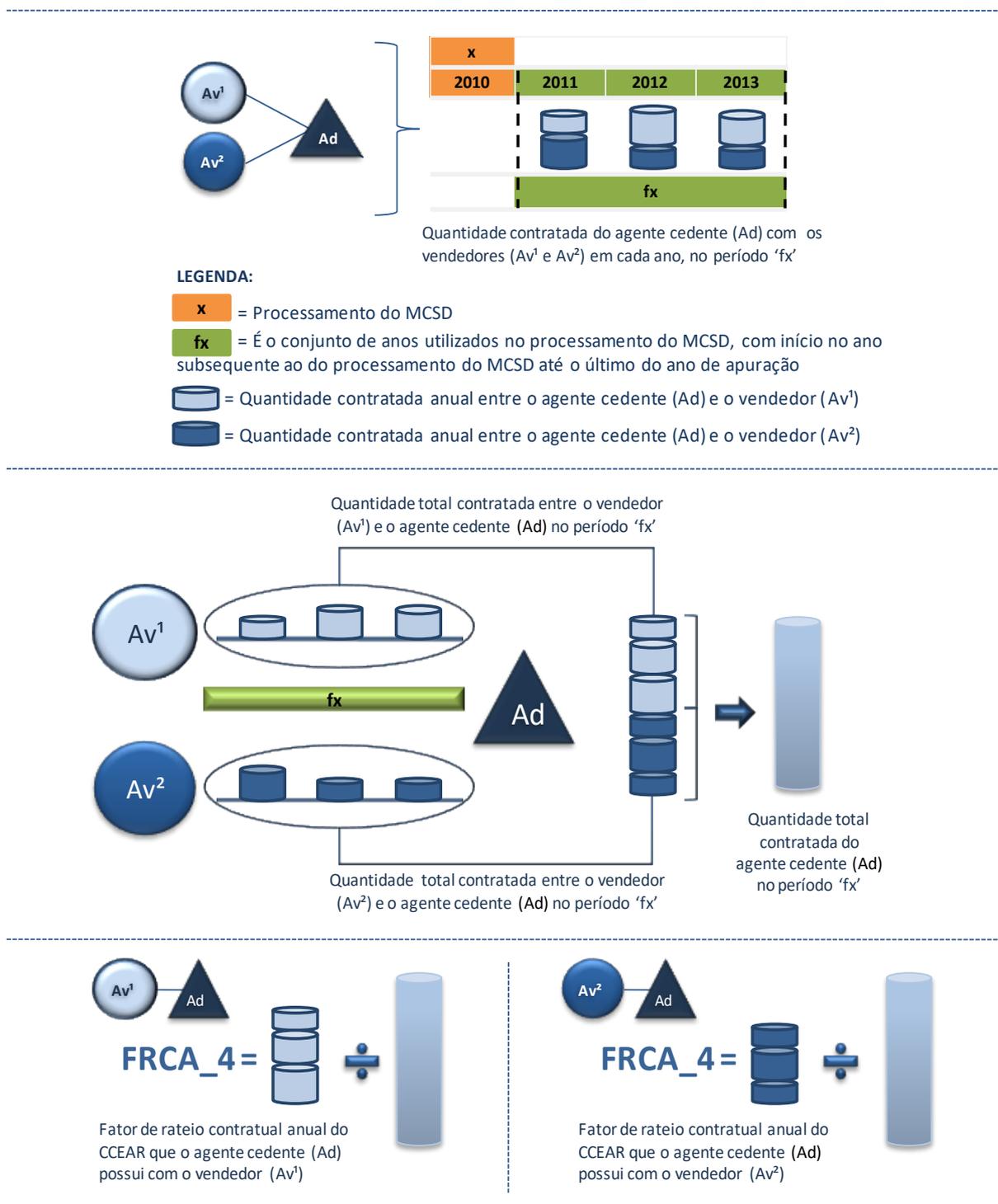


Figura 37: Fator de rateio contratual anual

60.1. A Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Líquida é obtida pelo montante anual do contrato descontadas as quantidades recebidas de cessões em

processamentos anteriores, que não são passíveis de cessão, de acordo com a seguinte equação:

$$QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x} = QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} - QA\_REC_{e,fx,x}$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual Líquida de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

$QA\_REC_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual Recebida de Cessões Anteriores do Contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCS D

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCS D, com início no ano subsequente ao do processamento do MCS D até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

Para os CCEAR por Disponibilidade, as cessões recebidas em cada processamento resultam em novos contratos, não aumentando a energia do contrato original.

60.1.1. A Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

*Para CCEAR por Disponibilidade provenientes de leilões realizado de 2019 em diante*

$$QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} = \sum_{m \in fx} MMC_{e,m} * M\_HORAS_m$$

*Para os CCEARs por Quantidade*

$$QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} = QA_{e,fx}$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato.

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e”, no ano de apuração “f”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

A quantidade anual do contrato refere-se ao montante vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior “x-1”.

60.2. O Montante Médio Contratado no Ambiente Regulado é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$MMC\_CCEAR_{e,mx,x-1} = MMC_{e,mx} \\ \forall mx$$

Onde:

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”

“mx” é o conjunto de meses utilizados no processamento do MCSD, com início no mês de redução inicial até o último mês do ano de apuração em que é realizado o processamento do MCSD

**Importante:**

O Montante Médio Contratado refere-se ao montante vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior “x-1”.

60.2.1. A Quantidade Anual Recebida de Cessões anteriores é determinada pela soma das cessões, de processamentos anteriores, de acordo com a seguinte equação:

$$QA\_REC_{e,fx,x} = \left( \sum_{\substack{x \in FANT \\ ed}} COMPA\_RRG_{A_{ed,er,s,t,l,fx,x}} + \sum_{\substack{x \in FANT \\ ed}} COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} \right) \\ * \sum_{m \in fx} M\_HORAS_m$$

$$e = er$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

QA\_REC<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual Recebida de Cessões Anteriores do Contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

COMPARRG\_4<sub>ed,er,s,t,l,fx,x</sub> é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

COMPARRG<sub>ed,er,s,t,l,x</sub> é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“FANT” execuções do MCSD “x”, realizadas em anos anteriores ao ano de apuração “f”

**Importante:**

As reduções bilaterais, conforme regulamentação específica, no âmbito da REN nº 711/2016 que impactarem contratos que receberam cessão de processamentos do MCSD, terão tais cessões reduzidas na mesma proporção,

61. A Compensação de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o agente cedente e cada agente cessionário é realizada de forma proporcional às respectivas declarações de déficits em relação à quantidade total de déficits declarados por todos os agentes cessionários, e é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMPARRG_4_{ad,ar,t,l,x} = COMPARRG_4_{ad,t,l,x} * \frac{QA_4_{DEF}_{a,t,l,x}}{TDA_4_{DEF}_{t,l,x}}$$

$$\forall a \in DDEF4$$

Onde:

$COMPA\_RR\_4_{ad,ar,t,l,x}$  é a Compensação de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMP\_A\_4_{ad,t,l,x}$  é a Compensação Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_4\_DEF_{a,t,l,x}$  é a Quantidade Anual de Déficits de CCEARs referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$TDA\_4\_DEF_{t,l,x}$  é a Quantidade Anual Total de Déficits referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“DDEF4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam déficits referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%

62. Tendo já identificado o total de compensações das sobras de cada agente cedente com cada agente cessionário, faz-se necessário determinar quanto dessas sobras são compensadas por meio de cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEARs. Dessa forma, a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,fx,x} = COMPA\_RR\_4_{ad,ar,t,l,x} * FRCA\_4_{e,fx,x}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RR\_4_{ad,ar,t,l,x}$  é a Compensação de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$FRCA\_4_{e,fx,x}$  é Fator de Rateio Contratual Anual referente a Outras Variações de Mercado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

### Importante:

O submercado “s” da compensação anual entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

63. Nesta equação, calcula-se o total cedido pelo agente cedente para todos os agentes cessionários, por meio de cada vendedor com o qual possui CCEAR, para cada ano de vigência do CCEAR. Sendo assim, determina-se, em energia, a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%, de acordo com a seguinte equação:

$$QTC\_A\_4_{e,fx,x} = \sum_{er \in ERGAR} COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,fx,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QTC\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

#### **Importante:**

A quantidade total anual cedida de CCEAR referente a outras variações de mercado limitadas a 4% será obtida somente para os agentes de distribuição que declararam sobras.

O submercado “s” da compensação anual entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

#### **Representação Gráfica**

A variável QTC\_A\_4 representa o total cedido pelo agente cedente a todos os agentes cessionários, por meio de cada vendedor com o qual possui CCEAR, em cada ano de vigência do contrato.

No cenário abaixo ilustra-se a quantidade de sobras cedidas a cada agente cessionário ( $Ar^1$  e  $Ar^2$ ) do contrato que o agente cedente ( $Ad^1$ ) possui com o vendedor ( $Av$ ), em cada ano de vigência remanescente do CCEAR. Em função da dimensão das declarações de sobras cedidas neste momento (MW médio), faz-se necessária a transformação das sobras em megawatt-hora por meio de multiplicação da quantidade total de sobras cedidas em cada ano pelo número de horas correspondentes ao período.

Importante destacar que o impacto do processamento do MCSD se dá apenas a partir do ano ( $f+2$ ), dado que este é o ano subsequente ao de execução do mecanismo ( $f+1$ ).

## Ponto de vista do agente cedente:

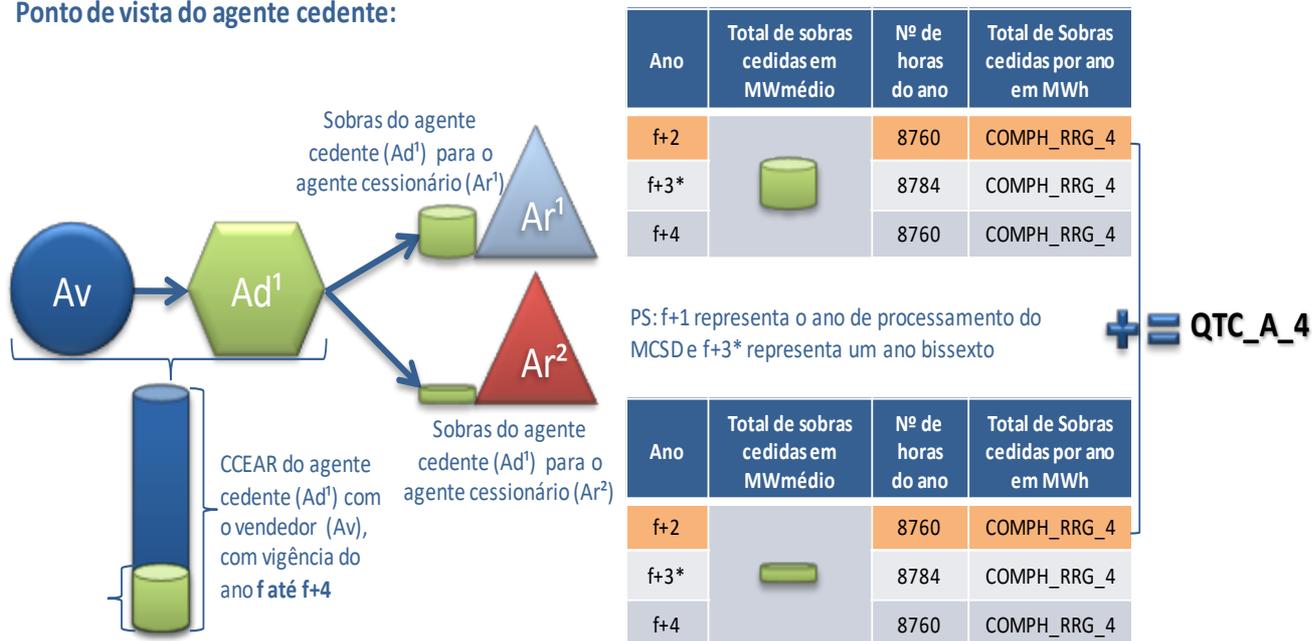


Figura 38: Quantidade total anual cedida de CCEAR

**Importante:**

A equação também deve ser processada para cada ano f+3 e f+4, somando-se a quantidade total cedida pelo agente cedente em cada um desses anos, conforme representado no ano f+2 das tabelas, desta forma chega-se à variável QTC\_A\_4.

64. Nesta equação, calcula-se a quantidade total recebida pelo agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual os agentes cedentes possuem CCEAR, para cada ano de vigência do CCEAR. Sendo assim, determina-se a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%, de acordo com a seguinte equação:

$$QTR\_A\_4_{e,fx,x} = \sum_{ed \in ERGAD} COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,st,l,fx,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

QTR\_A\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

COMPA\_RRG\_4\_PRE<sub>ed,er,s,t,l,fx,x</sub> é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% Preliminar entre o contrato donde o agente cedente é o

comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

F\_HORAS<sub>fx,t,l,x</sub> é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

### **Importante:**

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **Representação Gráfica**

A variável QTR\_A\_4 representa a quantidade total recebida pelo agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual os agentes cedentes possuem CCEAR, em cada ano de vigência do contrato.

No cenário abaixo, ilustra-se a quantidade de sobras recebidas pelo agente cessionário ( $Ar^2$ ) do contrato que os agentes cedentes ( $Ad^1$  e  $Ad^2$ ) possuem com o vendedor ( $Av$ ), em cada ano de vigência remanescente do CCEAR. Em função da dimensão das declarações de sobras cedidas neste momento (MW médio), faz-se necessária a transformação das sobras em megawatt-hora por meio de multiplicação da quantidade total de sobras recebidas em cada ano pelo número de horas correspondentes ao período.

Importante destacar que o impacto do processamento do MCSD se dá apenas a partir do ano f+2, dado que este é o ano subsequente ao de execução do mecanismo ocorrido, no cenário apresentado, em f+1.

**Ponto de vista do agente cessionário:**

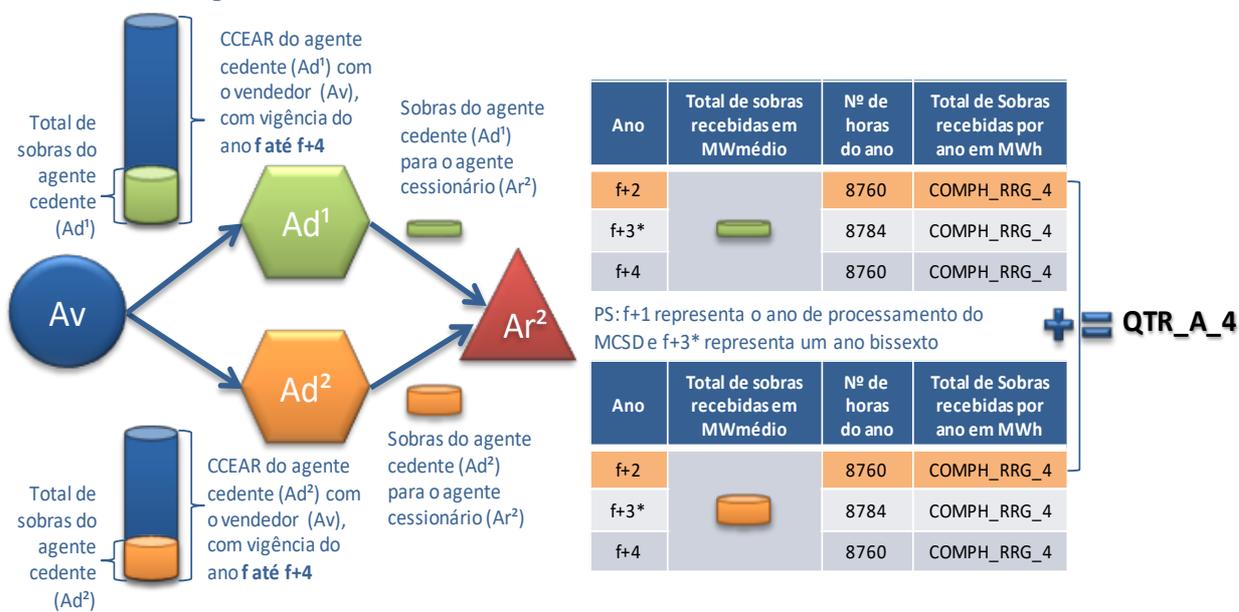


Figura 39: Quantidade total anual recebida de CCEAR

**Importante:**

A equação também deve ser processada para cada ano f+3 e f+4, somando-se a quantidade total recebida pelo agente cessionário em cada um desses anos, conforme representado no ano f+2 nas tabelas. Desta forma, chega-se à variável QTR\_A\_4.

65. Calculada a quantidade total a ser devolvida pelo agente cedente ao respectivo agente vendedor com quem possui CCEAR em etapa anterior, deve-se aplicar essa devolução para cada ano de vigência do CCEAR. Sendo assim, a Devolução de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida, em energia, para cada CCEAR do agente cedente, limitada à quantidade líquida do contrato, de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_H\_4_{e,fx,x} = \min(DEV\_A\_4_{ad,t,l,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x} * FRCA\_ORI\_4_{e,x}; QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x})$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

DEV\_H\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Devolução de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCSD "fx", no processamento do MCSD "x"

DEV\_A\_4<sub>ad,t,l,x</sub> é a Devolução Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

F\_HORAS<sub>fx,t,l,x</sub> é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

FRCA\_ORI\_4<sub>e,x</sub> é Fator de Rateio Contratual Anual original referente a Outras Variações de Mercado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QA\_CCEAR\_LIQ<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual Líquida de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

65.1. O Fator de Rateio Contratual Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtido por meio da razão entre a quantidade anual de um determinado CCEAR e o somatório de todas as quantidades anuais de todos os CCEARs do mesmo produto e leilão do agente cedente, de acordo com a seguinte equação:

*Para CCEAR por Quantidade*

$$FRCA\_ORI\_4_{e,fx,x} = \frac{QA\_CCEAR\_ORIGINAL_{e,fx}}{\sum_{e \in ERCA} QA\_CCEAR\_ORIGINAL_{e,fx}}$$

*Para CCEAR por Disponibilidade*

$$FRCA\_ORI\_4_{e,fx,x} = \frac{MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}}{\sum_{\substack{e \in ERCA \\ e \in ECCO}} MONT\_CNTR\_ORI_{p,t,l,e,f}}$$

$\forall e \in ECCO$

$\forall a \in DSOB4$  Onde:

FRCA\_ORI\_4<sub>e,fx,x</sub> é Fator de Rateio Contratual Anual Original referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QA\_CCEAR\_ORIGINAL<sub>e,f</sub> é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Originalmente contratado no leilão do contrato “e”, no ano de apuração “f”

MONT\_CNTR\_ORI<sub>p,t,l,e,f</sub> é o Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCS D, com início no ano subsequente ao do processamento do MCS D até o último do ano de apuração do produto do leilão

“ERCA” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, do perfil de agente “a”, para o mesmo produto e leilão

“DSOB4” é o conjunto de perfis de agente da categoria de distribuição que declararam sobras referente a Outras Variações de Mercado limitadas a 4%

65.2. Depois de realizadas as cessões e devoluções, calcula-se, para cada CCEAR, o Resultado Anual do Processamento do MCS D referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%, de acordo com a seguinte equação:

$$QA\_MCS D\_4_{e,fx,x} = QTR\_A\_4_{e,fx,x} - DEV\_H\_4_{e,fx,x} - QTC\_A\_4_{e,fx,x}$$

Onde:

$QA\_MCS D\_4_{e,fx,x}$  é o Resultado Anual do Processamento do MCS D referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

$QTR\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

$DEV\_H\_4_{e,fx,x}$  é a Devolução de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

$QTC\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCS D “fx”, no processamento do MCS D “x”

#### **Importante:**

Para os agentes de distribuição cessionários, o valor da quantidade total anual de contratos de energia do MCS D é positivo, representado pelo valor da quantidade total anual recebida de CCEAR.

Para os agentes de distribuição cedentes ou que reduziram seus montantes contratuais, o valor da quantidade total anual de contratos de energia do MCS D é negativo.

#### **Representação Gráfica**

A equação para cálculo do resultado anual do processamento do MCS D é aplicada para cada ano remanescente de vigência de cada CCEAR e utilizada tanto para o agente cedente, no que se refere às cessões/devoluções das sobras, quanto para o agente cessionário, de acordo com as sobras recebidas. A [Figura 40](#) ~~Figura 40~~ ilustram o ponto de vista de cada agente na equação:

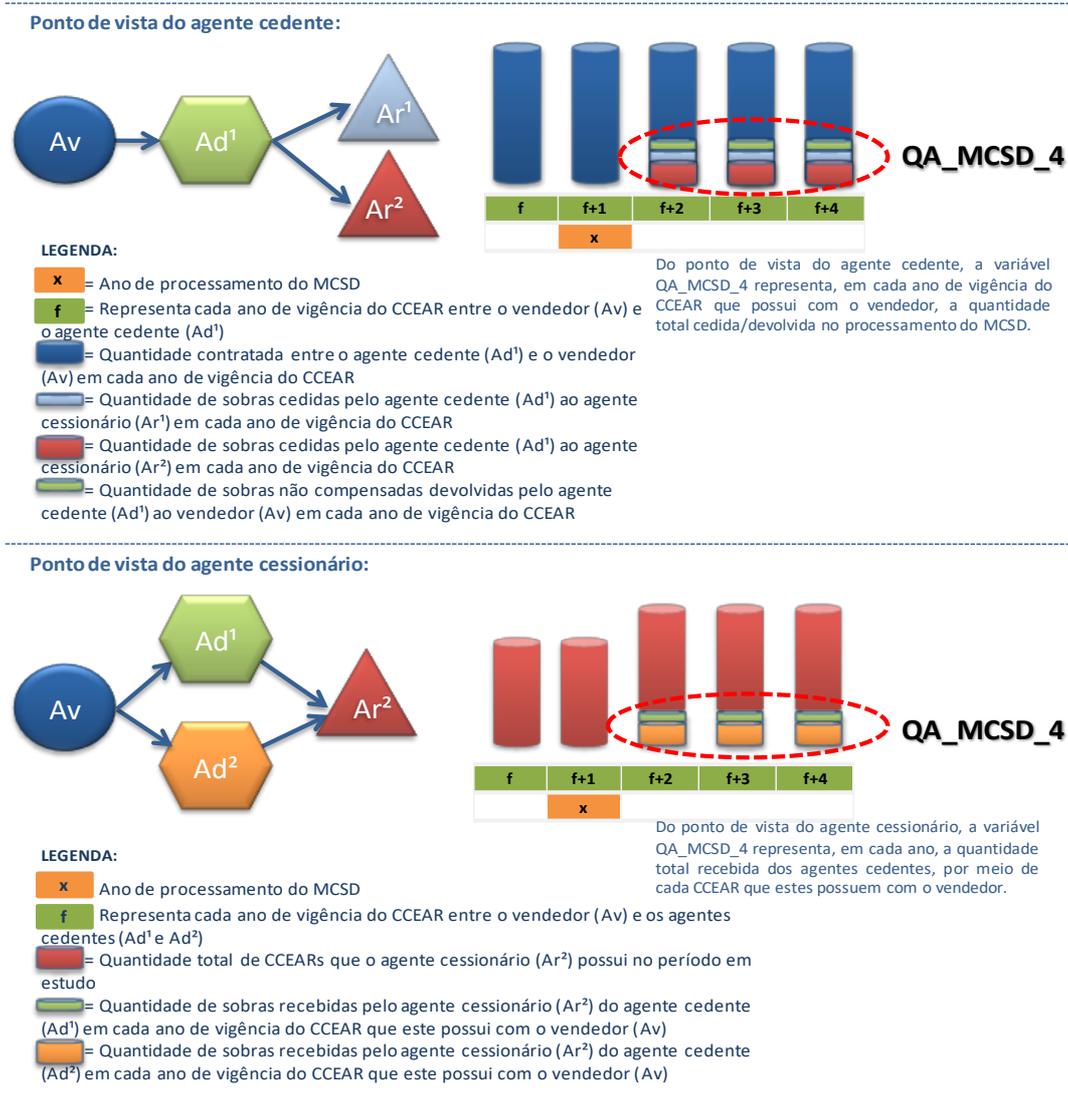


Figura 40: Resultado anual do processamento do MCS\_D

**Importante:**

A quantidade de anos 'f' utilizada no cenário refere-se à vigência dos CCEARs que o vendedor (Av) possui com os agentes cedentes (Ad¹ e Ad²), impactando a quantidade contratada do agente cessionário (Ar²) somente nesse período.

66. A equação abaixo é responsável por calcular, depois de realizado o processamento do MCS\_D, a quantidade final de cada CCEAR dos agentes participantes do mecanismo. Contudo, devido aos acordos bilaterais decorrentes da norma de regência, podem ser necessários ajustes na quantidade cedida, caso não exista energia suficiente para realização das trocas, impactando os cessionários. Dessa forma, a Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida conforme a seguinte equação:

*Se o agente comprador do contrato "e" for cedente no processamento "x"*

$$QA\_CCEAR_{e,fx,x} = \max \left( 0; (QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} + QA\_MCSD\_4_{e,fx,x}) \right)$$

Se o agente comprador do contrato “e” for cessionário no processamento “x”

$$QA\_CCEAR_{e,fx,x} = QA\_CCEAR_{e,fx,x-1} + QA\_MCSD\_4_{e,fx,x} - QA\_CCEAR\_DIF\_CES_{e,fx,x}$$

Onde:

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para o ano de apuração “f”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_MCSD\_4_{e,fx,x}$  é o Resultado Anual do Processamento do MCSD referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR\_DIF\_CES_{e,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado para o Cessionário do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

66.1. O Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$MMC\_CCEAR_{e,mx,x} = \frac{QA\_CCEAR_{e,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x}}$$

$$\forall m \in fx$$

Onde:

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_{mx}$  é a Quantidade de Horas para cada Mês utilizado no processamento do MCSD “mx”

66.2. A Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado representa a soma dos impactos em todos os contratos dos cessionários, conforme a seguinte equação:

$$QA\_CCEAR\_DIF\_CES_{e,fx,x} = \sum_{ed \in ERGAD} QA\_CCEAR\_DIF\_PROP_{ed,er,s,t,l,fx,x}$$

$$e = er$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QA\_CCEAR\_DIF\_CES_{e,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado para o Cessionário do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR\_DIF\_PROP_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Proporcionalizada entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

- 66.2.1. Caso exista diferença, entre o montante cedido e o disponível, é retirada do cessionário a energia que o agente cedente não possui. Assim, a diferença é rateada na proporção que cada troca representa na energia total cedida, conforme a seguinte equação:

$$QA\_CCEAR\_DIF\_PROP_{ed,er,s,t,l,fx,x} = QA\_CCEAR\_DIF_{e,fx,x} * \frac{COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,st,l,fx,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}}{QTC\_A\_4_{e,fx,x}}$$

$$e = ed$$

Onde:

$QA\_CCEAR\_DIF\_PROP_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Proporcionalizada entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR\_DIF_{e,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% Preliminar entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitados a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

- 66.2.1.1. Uma vez que, devido aos acordos decorrentes da norma de regência, os montantes anuais dos cedentes podem ser menores do que os montantes calculados para as trocas, faz-se necessário verificar as diferenças de forma que os contratos não possam ter valores cedidos superiores aos seus montantes líquidos, conforme a seguinte equação:

$$QA\_CCEAR\_DIF_{e,fx,x} = (-1) * \min(0; (QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x} - QTC\_A\_4_{e,fx,x}))$$

Onde:

$QA\_CCEAR\_DIF_{e,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR\_LIQ_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual Líquida de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

67. Os valores finais da Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% são atualizados considerando a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Proporcionalizada pelas trocas, conforme a seguinte equação:

$$COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x} = COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,fx,x} - \frac{QA\_CCEAR\_DIF\_PROP_{ed,er,s,t,l,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x}}$$

Onde:

$COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RRG\_4\_PRE_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% Preliminar entre o contrato onde o agente cedente é o

comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

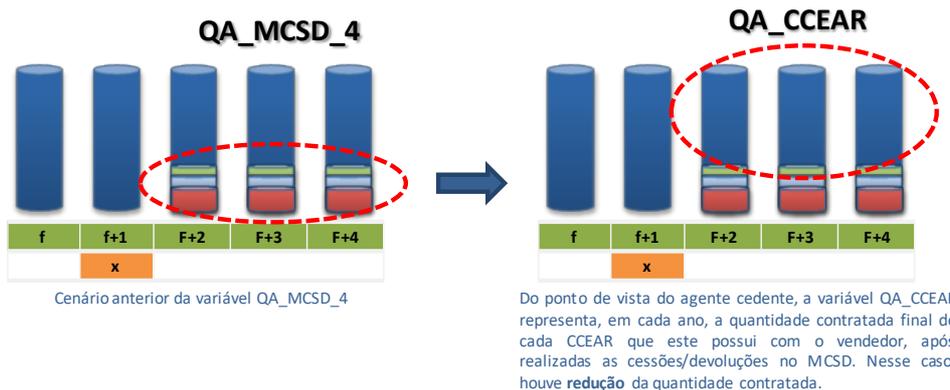
$QA\_CCEAR\_DIF\_PROP_{e,fx,x}$  é a Diferença da Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Proporcionalizada pelas trocas do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$F\_HORAS_{fx,t,l,x}$  é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

## Representação Gráfica

A equação para cálculo da quantidade anual de contratos de energia no ambiente regulado é aplicada para cada ano remanescente de vigência de cada CCEAR, e empregada tanto ao agente cedente, para verificar a quantidade contratual final, após cessão/ devolução das sobras, quanto ao agente cessionário, para verificar a quantidade contratual final, após recebimento das sobras. A [Figura 41](#) abaixo ilustram o ponto de vista de cada agente na equação:

Ponto de vista do agente cedente:



Ponto de vista do agente cessionário:

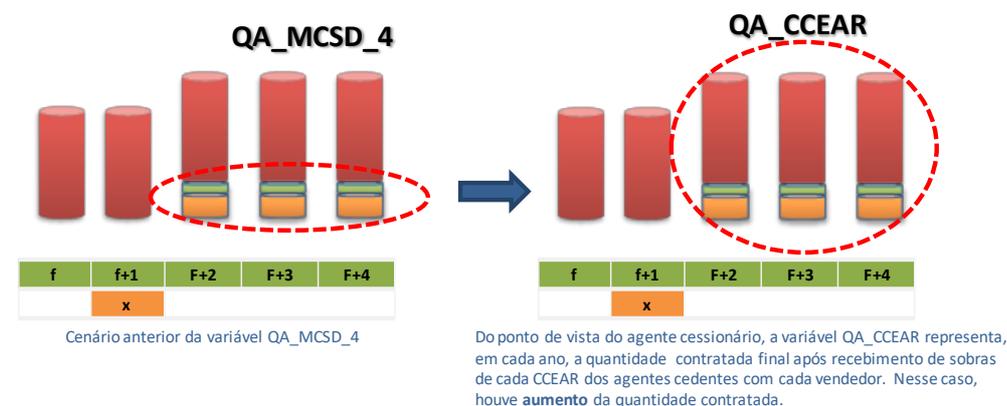


Figura 41: Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado

## Determinação de Valores Anuais de Potência

As eventuais alterações de montantes contratados decorrentes de cessão ou devolução no processamento do MCSD implicam mudanças de potência associada nas respectivas proporções. Esta

seção adota a sequência de cálculos anteriores e é responsável por calcular, em potência, os reflexos do processamento do MCSD.

68. A Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$QTCPOT_{4e,fx,x} = \frac{\sum_{er \in ERGAR} COMPA\_RRG_{4ed,er,s,t,l,fx,x}}{0,66}$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$QTCPOT_{4e,fx,x} = \sum_{er \in ERGAR} COMPA\_RRG_{4ed,er,s,t,l,fx,x} * 1,5$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:*

$$QTCPOT_{4e,fx,x} = \sum_{er \in ERGAR} COMPA\_RRG_{4ed,er,s,t,l,fx,x} * \frac{MMC\_CCEAR_{e,mx,x-1}}{P_{MAX\_CCEAR_{e,mx,x-1}}}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall fx$$

Onde:

$QTCPOT_{4e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RRG_{4ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$P_{MAX\_CCEAR_{e,mx,x}}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

### Importante:

O submercado “s” da compensação mensal entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

69. A Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida de acordo com as seguintes equações:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$QTRPOT_{4_{e,fx,x}} = \frac{\sum_{ed \in ERGAD} COMPA\_RRG_{4_{ed,er,s,t,l,fx,x}}}{0,66}$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados depois de 2011:*

$$QTRPOT_{4_{e,fx,x}} = \sum_{ed \in ERGAD} COMPA\_RRG_{4_{ed,er,s,t,l,fx,x}} * 1,5$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:

$$QTRPOT_{4_{e,fx,x}} = \sum_{er \in ERGAR} COMPA\_RRG_{4_{ed,er,s,t,l,fx,x}} * \frac{MMC\_CCEAR_{e*,mx*,x-1}}{PMAX\_CCEAR_{e*,mx*,x-1}}$$

$$ed = e^*$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

$$\forall fx$$

Onde:

$QTRPOT_{4_{e,fx,x}}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$PMAX\_CCEAR_{e,mx,x}$  é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RRG_{4_{ed,er,s,t,l,fx,x}}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

**Importante:**

A quantidade total anual cedida de CCEAR referente a outras variações de mercado limitadas a 4% será obtida somente para as distribuidoras que declararam sobras.

O submercado “s” da compensação anual entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e” está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

70. A Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida de acordo com a seguinte equação:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$DEVPOT_{4e,fx,x} = \frac{DEV\_H_{4e,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x} * 0,66}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$DEVPOT_{4e,fx,x} = \frac{DEV\_H_{4e,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x}} * 1,5$$

$$\forall e \in ERGAD$$

*Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:*

$$DEVPOT_{4e,fx,x} = \frac{DEV\_H_{4e,fx,x}}{F\_HORAS_{fx,t,l,x}} * \frac{MMC\_CCEAR_{e,mx*,x-1}}{PMAX\_CCEAR_{e,mx*,x-1}}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall fx$$

Onde:

DEVPOT<sub>4e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

DEV\_POT<sub>4e,x</sub> é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, no processamento do MCSD “x”

DEV\_H\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Devolução de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% Preliminar do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

F\_HORAS<sub>fx,t,l,x</sub> é a Quantidade de Horas do Ano para cada Ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

PMAX\_CCEAR<sub>e,mx,x</sub> é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

MMC\_CCEAR<sub>e,mx,x</sub> é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

71. A Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QAPOT\_CCEAR_{e,fx,x} = \max(0; (QAPOT\_CCEAR_{e,fx,x-1} + QTRPOT\_4_{e,fx,x} - DEVPOT\_4_{e,fx,x} - QTCPOT\_4_{e,fx,x}))$$

Onde:

QAPOT\_CCEAR<sub>e,fx,x</sub> é a Potência Máxima Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QTRPOT\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Total Anual Recebida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

DEVPOT\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QTCPOT\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Total Anual Cedida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

### **Determinação de Valores de Receita Fixa – CCEAR por Disponibilidade**

72. A Receita Fixa Anual do Contrato é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x-1} = RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$$

Onde:

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_D_{p,t,l,e,f}$  é a Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

**Importante:**

A receita fixa anual do contrato refere-se ao valor vigente de energia, já considerando a aplicação do mecanismo em processamento anterior “x-1”.

73. O valor anual de Receita Fixa Devolvida do CCEAR é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$DEV\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x} = DEV\_H\_4_{e,fx,x} * \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$DEV\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Devolvida Anualmente do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_H\_4_{e,fx,x}$  é a Devolução de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

74. O valor anual Anual de Receita Fixa Cedida do CCEAR é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$QTC\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x} = QTC\_A\_4_{e,fx,x} * \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

Onde:

$QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Cedida Anualmente referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Cedida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

75. O valor anual Anual de Receita Fixa Recebida do CCEAR é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$QTR\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x} = QTR\_A\_4_{e,fx,x} * \sum_{ed \in ERGAD} \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e*,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e*,fx,x-1}}$$

$$ed = e *$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGAR$$

Onde:

$QTR\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Recebida Anualmente referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_A\_4_{e,fx,x}$  é a Quantidade Total Anual Recebida de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QA\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGAR” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

76. Depois de realizadas as cessões e devoluções, calcula-se a Receita Fixa originada do Processamento do MCSD Anual para cada CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_LEILAO\_MCSD\_4_{e,fx,x} = QTR\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x} - DEV\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x} - QTC\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x}$$

Onde:

$RFIX\_LEILAO\_MCSD\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Originada do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTR\_RF\_ANUAL\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Recebida Anualmente referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Devolvida Anualmente do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QTC\_RF\_ANUAL_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Cedida Anualmente referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

77. A Receita Fixa dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x} = RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x-1} + RFIX\_LEILAO\_MCSD\_4_{e,fx,x}$$

Onde:

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_MCSD\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Originada do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“fx” é o conjunto de anos utilizados no processamento do MCSD, com início no ano subsequente ao do processamento do MCSD até o último do ano de apuração do produto do leilão

#### **Determinação dos Valores do Percentual de Comprometimento da Garantia Física com o Leilão e Disponibilidade Máxima**

78. O fator de redução do produto será calculado pela diferença das sobras compensadas conforme seguinte equação:

$$F\_RED\_PRTM\_PROD\_4_{p,t,l,x} = 1 - \frac{\sum_{ad} DEV\_A\_4_{ad,t,l,x}}{\sum_{e \in t,l} MMC\_CCEAR_{e,mx*,x-1}}$$

$$\forall p \in t, l$$

Onde:

$F\_RED\_PRTM\_PROD\_4_{p,t,l,x}$  é o Fator de Redução do Percentual de Comprometimento com o Leilão de Disponibilidade referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_A\_4_{ad,t,l,x}$  é a Devolução Anual Total referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do agente cedente “ad”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$MMC\_CCEAR_{e,mx,x}$  é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

**Importante:**

Esse fator será utilizado para redução dos parâmetros da usina, no determinado produto leilão, referentes aos montantes reduzidos que não foram compensadas por déficits.

Em caso de cessão entre os distribuidores os parâmetros serão proporcionalizados conforme ponderação de contratos nos demais módulos das Regras de Comercialização, com base nas novas quantidades de energia definida pelo processamento do MCSD.

**Determinação de Valores Presentes nos Termos de Cessão/Redução - Energia**

Esta seção apresenta o cálculo, em energia, das variáveis que constarão nos termos de cessão/redução resultantes do processamento do MCSD 4% e visa auxiliar os agentes no controle dos resultados apurados.

79. A Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado, após realizadas as Devoluções referentes a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% aos respectivos agentes vendedores de cada CCEAR, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QARED4\_CCEAR_{e,fx,x} = QARED4\_CCEAR_{e,fx,x-1} - DEV\_H\_4_{e,fx,x}$$

Onde:

$QARED4\_CCEAR_{e,fx,x}$  é a Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado após as Devoluções referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$DEV\_H\_4_{e,fx,x}$  é a Devolução de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$QARED4\_CCEAR_{e,fx,x-1}$  é a Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado após as Devoluções referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x-1”

80. A Compensação Total Anual de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida verificando-se a quantidade total cedida, em cada ano, pelo agente cedente a cada agente cessionário, por meio de cada vendedor com o qual o agente cedente possui CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_H4_{ed,er,s,fx,t,l,x} = COMP\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x} * F\_HORAS_{fx,t,l,x}$$

Onde:

$COMP\_H4_{ed,er,s,fx,t,l,x}$  é a Compensação Total Anual de CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no

submercado “s”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

COMPARRG<sub>4ed,er,s,t,l,fx,x</sub> é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l” para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

F\_HORAS<sub>fx,t,l,x</sub> é a Quantidade de Horas do Ano para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

#### **Importante:**

O submercado “s” da compensação anual entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e”, entre “ad” e “av”, está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **Determinação de Valores Presentes nos Termos de Cessão/Redução – Potência**

Esta seção detalha o cálculo, em potência, de variáveis que constarão nos termos de cessão/redução resultantes do processamento do MCSD 4% e visa auxiliar os agentes no controle dos resultados apurados.

81. A Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado após a Redução referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QAPOTRED4\_CCEAR_{e,fx,x} = \max \left( 0; \left( QAPOTRED4\_CCEAR_{e,fx,x-1} - DEVPOT_{4e,fx,x} \right) \right)$$

Onde:

QAPOTRED4\_CCEAR<sub>e,fx,x</sub> é a Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado após a Redução referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

DEVPOT\_4<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual Devolvida de Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QAPOTRED4\_CCEAR<sub>e,fx,x-1</sub> é a Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado após a Redução referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x-1”

82. A Compensação Total Anual de Potência referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% é obtida de acordo com a seguinte equação:

*Para os contratos provenientes de Leilão de Energia Existente realizado antes de 2011:*

$$COMPOT\_H4_{ed,er,s,fx,t,l,x} = \frac{COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x}}{0,66}$$

*Para os contratos por quantidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2011 em diante:*

$$COMPOT\_H4_{ed,er,s,fx,t,l,x} = COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x} * 1,5$$

*Para os contratos por disponibilidade provenientes de Leilão de Energia Existente realizados de 2019 em diante:*

$$COMPOT\_H4_{ed,er,s,fx,t,l,x} = COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x} * \frac{MMC\_CCEAR_{e,mx,x-1}}{PMAX\_CCEAR_{e,mx,x-1}}$$

$$ed = e$$

Onde:

COMPOT\_H4<sub>ed,er,s,fx,t,l,x</sub> é a Compensação Total Anual da Potência do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato onde o agente cedente é o comprado “ed”, o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

COMPA\_RRG\_4<sub>ed,er,s,t,l,x</sub> é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l” para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

MMC\_CCEAR<sub>e,mx,x</sub> é o Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

PMAX\_CCEAR<sub>e,mx,x</sub> é a Potência Máxima Mensal do Contrato de Energia no Ambiente Regulado “e”, para cada mês utilizado no processamento do MCSD “mx”, no processamento do MCSD “x”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante,

e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

“mx\*” compreende somente o mês de redução inicial

### **Importante:**

O submercado “s” da compensação anual entre agentes corresponde ao submercado onde o contrato “e”, entre “ad” e “av”, está registrado.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

## **Determinação de Valores Presentes nos Termos de Cessão/Redução – Receita Fixa**

83. A Compenação Anual da Receita Fixa Cedida do CCEAR é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$COMP\_RF\_4_{ed,er,s,fx,t,l,x} = COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x} * \frac{RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x-1}}{QA\_CCEAR_{e,fx,x-1}}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGAD$$

$$\forall e \in ECCO$$

$$\forall fx$$

Onde:

$COMP\_RF\_4_{ed,er,s,fx,t,l,x}$  é a Compensação Anual da Receita Fixa do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,fx,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

$RFIX\_LEILAO\_CCEAR\_4_{e,fx,x}$  é a Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

QA\_CCEAR<sub>e,fx,x</sub> é a Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”

“ERGAD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ECCO” é o conjunto de contratos de compra original de energia proveniente de leilões de energia existente, excluindo os contratos oriundos de cessões recebidas no MCSD

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo lastro é dado pela usina “p”

### 2.2.2. Dados de Entrada do MCSD 4%

		<b>Quantidade de Horas do Ano</b>	
<b>F_HORAS</b> <sub>fx,t,l,x</sub>	Descrição	Quantidade de Horas do Ano para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”	
	Unidade	hora	
	Fornecedor	MCSD (MCSD Mensal)	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero	
		<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
<b>MMC</b> <sub>e,m,x</sub>	Descrição	Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”, no processamento do MCSD “x”	
	Unidade	MW Médio	
	Fornecedor	CCEE	
	Valores Possíveis	Positivos	
		<b>Montante Contratual Original do Leilão</b>	
<b>MONT_CNTR_ORI</b> <sub>p,t,l,e,f</sub>	Descrição	Montante Contratual Original no Leilão pela parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no ano de apuração “f”	
	Unidade	MWh	
	Fornecedor	CCEE	
	Valores Possíveis	Positivos	

<b>Potência Máxima Mensal do Contrato</b>		
<b>P<sub>MAX</sub><sub>e,m</sub></b>	Descrição	Potência Máxima Mensal do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual do Contrato</b>		
<b>Q<sub>A</sub><sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Declarada de Sobras Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%</b>		
<b>Q<sub>A_4_SOB</sub><sub>a,t,l,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Declarada de Sobras Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x” a ser compensada/reduzida para o ano de compensação/redução
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual de Déficits de CCEARs Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4%</b>		
<b>Q<sub>A_4_DEF</sub><sub>a,t,l,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de Déficits de CCEARs Referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do perfil de agente “a”, para o produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x” a ser compensada/reduzida para o ano de compensação/redução
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Originalmente contratado no leilão</b>		
<b>QA_CCEAR_ORIGN</b> <b>AL<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado Originalmente contratado no leilão do contrato “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Potência Máxima Anual de Contrato de Energia no Ambiente Regulado</b>		
<b>QAPOT_CCEAR<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Potência Máxima Anual de CCEAR do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual de Contratos de Energia no Ambiente Regulado após as reduções referentes a Outras Variações de Mercado Limitados a 4%</b>		
<b>QARED4_CCEAR<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual de CCEAR após as reduções referentes a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Potência Máxima Anual dos Contratos de Energia no Ambiente Regulado após a Redução referente a Outras Variações de Mercado Limitados a 4%</b>		
<b>QAPOTRED4_CCEAR</b> <b>e,fx,x</b>	Descrição	Potência Máxima Anual dos CCEARs após a Redução referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela usina</b>	
<b>RFIX_LEILAO_D</b> <sub>p,t,l,e,f</sub>	<p><b>Descrição</b> Receita Fixa Anual ofertada no leilão pela parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato com a Distribuidora "e", no ano de apuração "f"</p> <p><b>Unidade</b> R\$/ano</p> <p><b>Fornecedor</b> Aneel</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

### 2.2.3. Dados de Saída do MCS D 4%

<b>Compensação Anual da Receita Fixa do CCEAR</b>	
<b>COMP_RF_4</b> <sub>ed,er,s,fx,t,l,x</sub>	<p><b>Descrição</b> Compensação Anual da Receita Fixa do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", para cada ano utilizado no processamento do MCS D "fx", do produto "t", do leilão "l", no processamento do MCS D "x"</p> <p><b>Unidade</b> R\$</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

<b>Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre Agentes por Contrato</b>	
<b>COMPA_RRG_4</b> <sub>ed,er,s,t,l,fx,x</sub>	<p><b>Descrição</b> Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato onde o agente cedente é o comprador "ed" e o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", para cada ano utilizado no processamento do MCS D "fx", no processamento do MCS D "x"</p> <p><b>Unidade</b> MW médio</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

<b>Receita Fixa Devolvida Anualmente do CCEAR</b>	
<b>DEV_RF_ANUAL_4</b> <sub>e,f,x,x</sub>	<p><b>Descrição</b> Receita Fixa Devolvida Anualmente do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato "e", para cada ano utilizado no processamento do MCS D "fx", no processamento do MCS D "x"</p>

	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Redução do Percentual de Comprometimento com o Leilão de Disponibilidade</b>		
<b>F_RED_PRTM_PRO D_4<sub>p,t,l,x</sub></b>	Descrição	Fator de Redução do Percentual de Comprometimento com o Leilão de Disponibilidade referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% da parcela de usina “p”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado</b>		
<b>MMC_CCEAR<sub>e,m,x</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado de Energia no Ambiente Regulado “e”, no mês de apuração “m”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MW médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Mensal de Receita Fixa Cedida</b>		
<b>QTC_RF_ANUAL_4<sub>e,f</sub> x,x</b>	Descrição	Quantidade Anual de Receita Fixa Cedida do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Mensal de Receita Fixa Recebida</b>		
<b>QTR_RF_ANUAL_4<sub>e</sub> fx,x</b>	Descrição	Quantidade Anual de Receita Fixa Cedida do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Anual</b>		
<b>RFIX_LEILAO_CCEA</b> <b>R_4<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Anual do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Originada do Processamento do MCSD Mensal</b>		
<b>RFIX_LEILAO_MCSD</b> <b>_4<sub>e,fx,x</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Originada do CCEAR referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% do contrato “e”, para cada ano utilizado no processamento do MCSD “fx”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Anual Média</b>		
<b>RFIX_LEIL_MED_4<sub>p,t</sub></b> <b>l,e,f</b>	Descrição	Receita Fixa Anual Média referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a Distribuidora “e”, no ano de apuração “f”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. MCSD *Ex-post*

#### Objetivo:

Determinar os montantes a serem compensados entre os agentes de distribuição que apresentaram sobras ou déficits com base no ano civil anterior ao de processamento. Realizadas as compensações, determinam-se os pagamentos e recebimentos decorrentes da execução do MCSD *Ex-post*.

#### Contexto:

O MCSD *Ex-post* é executado com base no ano civil anterior, antes do cálculo das penalidades dos agentes de distribuição. No período analisado, são identificados sobras e déficits dos agentes que solicitaram a participação no mecanismo. As sobras são repassadas aos distribuidores deficitários somente para fins de apuração da insuficiência de lastro de energia no cálculo das penalidades, não alterando os montantes contratados. A [Figura 42](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

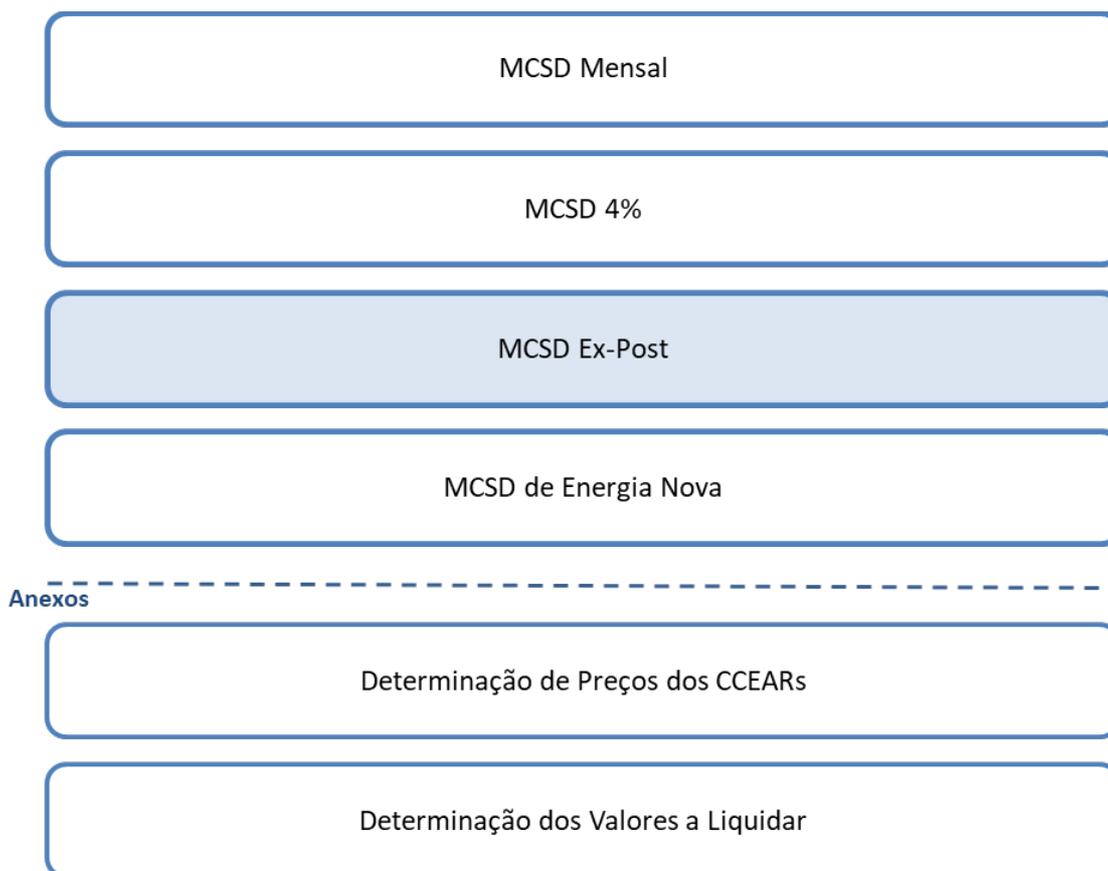


Figura 42: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

### 2.3.1. Detalhamento do MCSD *Ex-post*

O processamento do MCSD *Ex-post* será realizado somente para os agentes de distribuição que manifestarem sua intenção de participação no mecanismo.

84. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) Médio do MCSD *Ex-post* é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PLD_{XP_{a,fr}} = \frac{\sum_{m \in fr} \mathbf{SOBRA\_FIN\_XP}_{a,m}}{\sum_{m \in fr} \mathbf{SOBRA\_XP}_{a,m}}$$

Onde:

$PLD_{XP_{a,fr}}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio do MCSD *Ex-post* do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$SOBRA\_FIN\_XP_{a,fr}$  é o Sobra do MCSD *ex-post* valorada Financeiramente do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$SOBRA\_XP_{a,fr}$  é o Sobra do MCSD *ex-post* do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

**Importante:**

O PLD médio do MCSD *Ex-post* representa o preço médio que o agente de distribuição recebeu no mercado de curto prazo, em função das sobras dos CCEARs de energia existente por quantidade nos meses pertencentes ao ano de apuração anterior.

O Fator de Proporção de Consumo Atendido por CCEAR (FPC) representa o consumo do agente de distribuição atendido por CCEAR no submercado.

84.1. A Sobra do MCSD *ex-post* valorada Financeiramente é determinada pela Sobra do MCSD *ex-post* valorada pelo PLD de cada submercado, conforme seguinte equação:

$$SOBRA\_FIN\_XP_{a,m} = \sum_{j \in m} \sum_s \left( PLD_{s,j} * \max \left( 0; (TCQ\_EQCCEAR_{a,j} - TRC\_EQCCEAR_{a,j}) \right) * FPC_{a,s,j} \right)$$

Onde:

$SOBRA\_FIN\_XP_{a,fr}$  é o Sobra do MCSD *ex-post* valorada Financeiramente do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$  é a Quantidade Total de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, por período de comercialização “j”

$TRC\_EQCCEAR_{a,j}$  é o Consumo a ser Atendido por CCEAR do perfil de agente “a” por período de comercialização “j”

$FPC_{a,s,j}$  é o Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR do perfil de agente “a”, no submercado “s” por período de comercialização “j”

84.2. A Sobra do MCSD *ex-post*, valorada financeiramente pelo PLD, é determinada pelo menor valor entre o Balanço Energético e Total de Quantidade de CCEAR, conforme seguinte equação:

$$SOBRA\_XP_{a,m} = \sum_{j \in m} \max \left( 0; (TCQ\_EQCCEAR_{a,j} - TRC\_EQCCEAR_{a,j}) \right)$$

Onde:

$SOBRA\_XP_{a,fr}$  é o Sobra do MCSD *ex-post* do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$  é a Quantidade Total de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, por período de comercialização “j”

$TRC\_EQCCEAR_{a,j}$  é o Consumo a ser Atendido por CCEAR do perfil de agente “a” por período de comercialização “j”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

- 84.2.1. O Consumo Atendido por CCEAR é calculado pela diferença entre a Quantidade Total de CCEAR de energia existente e o balanço energético, expresso por:

$$TRC\_EQCCEAR_{a,j} = \max \left( 0; \left( TCQ\_EQCCEAR_{a,j} - \sum_s NET_{a,s,j} \right) \right)$$

Onde:

$TRC\_EQCCEAR_{a,j}$  é o Consumo a ser Atendido por CCEAR do perfil de agente “a” no período de comercialização “j”

$TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$  é a Quantidade Total de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$NET_{a,r,w}$  é o Balanço Energético do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

#### Importante:

O consumo atendido por CCEAR por Quantidade de Energia Existente representa a parcela do consumo restante após abatimento dos demais contratos, incluindo as cessões referentes ao MCS D de Energia Nova. Se a quantidade contratada nos demais contratos for maior que o consumo total, o consumo atendido por CCEAR por Quantidade de Energia Existente será igual a zero.

- 84.2.2. A Quantidade Contratada Total de CCEARs de energia existente, proveniente de contratos na modalidade por quantidade do agente, é estabelecida pela soma de todos os seus contratos de compra de Energia Existente por Quantidade no submercado onde ocorre a entrega da energia por período de comercialização, expresso por:

$$TCQ\_EQCCEAR_{a,j} = \sum_{e \in EQCCEAR} CQ_{e,j}$$

Onde:

$TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$  é a Quantidade Total de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“EQCCEAR” é o conjunto de todos os contratos CCEAR de energia existente por quantidade de compra “e” do agente “a”

85. O Preço Médio dos CCEARs do MCS D *Ex-post* é obtido através da divisão de dois valores: o primeiro é composto pelo somatório de todos os CCEARs de energia existente por quantidade multiplicado pelo respectivo preço do CCEAR; e o segundo valor é a soma de todas as quantidades contratadas nos CCEARs de energia existente por quantidade, de acordo com a seguinte equação:

$$PMED\_CCEAR_{a,fr} = \frac{\sum_{e \in EQCCEAR} (QA_{e,fr} * P\_CCEAR_{e,fr})}{\sum_{e \in EQCCEAR} (QA_{e,fr})}$$

Onde:

$PMED\_CCEAR_{a,fr}$  é o Preço Médio dos CCEARs do MCSD *Ex-post* do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$QA_{e,fr}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “fr”

$P\_CCEAR_{e,fr}$  é Preço do CCEAR verificado no dia 31 de dezembro do contrato “e”, para o ano de apuração anterior “fr”

“EQCCEAR” é o conjunto de todos os contratos CCEAR de energia existente por quantidade de compra “e”, do agente “a”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

**Importante:**

O preço médio dos CCEARs representa o preço médio que o distribuidor pagou nos CCEARs do ano anterior.

86. O Preço de Referência das Sobras do MCSD *Ex-post* é obtido para cada agente de distribuição através do maior valor entre zero e o preço médio dos CCEARs subtraído do PLD médio do MCSD *Ex-post*, de acordo com a seguinte equação:

$$PRECO\_XP\_SOB_{a,fr} = \max\left(0; (PMED\_CCEAR_{a,fr} - PLD\_XP_{a,fr})\right)$$

Onde:

$PRECO\_XP\_SOB_{a,fr}$  é o Preço de Referência das Sobras do MCSD *Ex-post* do agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$PMED\_CCEAR_{a,fr}$  é o Preço Médio dos CCEARs do MCSD *Ex-post* do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$PLD\_XP_{a,fr}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio do MCSD *Ex-post* do agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

**Importante:**

O preço de referência das sobras representa o preço que o agente cedente receberá a cada MWh cedido. Se o preço médio dos CCEARs for maior que o PLD médio, o distribuidor receberá a diferença entre esses dois preços. Se o preço médio dos CCEARs for menor que o PLD médio, o preço de repasse será igual a zero.

87. O Balanço Realizado do Agente de Distribuição terá valor negativo se possuir menos CCEARs de energia existente por quantidade que o consumo a ser atendido por CCEARs de energia existente por quantidade, ou seja, o agente de Distribuição será cessionário.

88. O Balanço Realizado do Distribuidor terá valor positivo se possuir mais CCEARs de energia existente por quantidade que o consumo a ser atendido por CCEARs de energia existente por quantidade, ou seja, o distribuidor será cedente.

89. O Balanço Realizado do Agente de Distribuição é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$BAL\_XP_{a,fr} = \sum_{m \in fr} (TCQ\_EQCCEAR\_M_{a,m} - TRC\_NA\_EQCCEAR_{a,m} - ADDC\_NESP\_PNL_{a,m})$$

Onde:

$BAL\_XP_{a,fr}$  é o Balanço Realizado do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$TCQ\_EQCCEAR\_M_{a,m}$  é a Quantidade Total Mensal de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC\_NA\_EQCCEAR_{a,m}$  é o Consumo não atendido por CCEAR de Energia Existente do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_NESP\_PNL_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd para Apuração de Penalidade Não Especial do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

89.1. A Quantidade Total de CCEAR por mês é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$TCQ\_EQCCEAR\_M_{a,m} = \sum_{j \in m} TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$$

Onde:

$TCQ\_EQCCEAR\_M_{a,m}$  é a Quantidade Total Mensal de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$  é a Quantidade Total Mensal de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, no período de comercialização “j”

89.2. Para obter o Consumo não atendido por CCEAR de Energia Existente é necessário obter o balanço mensal sem os referidos contratos, descontando também eventual Garantia Física de propriedade do agente, limitado em zero, conforme a seguinte equação:

$$TRC\_NA\_EQCCEAR_{a,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} \left( \sum_s (TRC_{a,s,j} + PCL_{a,s,j}) + TCQ\_EQCCEAR_{a,j} - TGFIS_{a,j} \right) \right)$$

Onde:

$TRC\_NA\_EQCCEAR_{a,m}$  é o Consumo não atendido por CCEAR de Energia Existente do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TRC_{a,s,j}$  é o Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s”, por período de comercialização “j”

$PCL_{a,s,j}$  é a Posição Contratual Líquida por perfil de agente “a”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$TCQ\_EQCCEAR_{a,j}$  é a Quantidade Total de CCEAR de energia existente do perfil de agente “a”, por período de comercialização “j”

$TGFIS_{a,j}$  é o Total da Garantia Física do perfil de agente “a”, por período de comercialização “j”

### Representação Gráfica

A ~~Figura 43~~ ~~Figura 43~~ ilustra o caso em que o consumo do agente de distribuição foi maior que a contratação. Neste caso, o agente de distribuição terá um déficit:

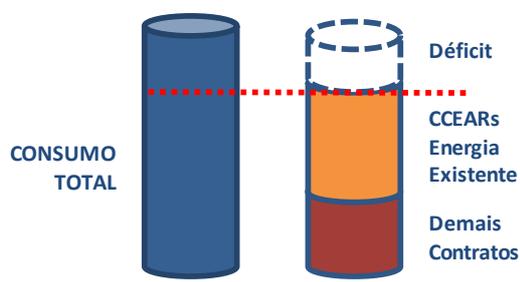


Figura 43: Exemplo do Agente de Distribuição Cessionário

A ~~Figura 44~~ ~~Figura 44~~ ilustra o caso em que o consumo do agente de distribuição foi menor que a contratação. No MCS *Ex-post*, somente a sobra referente aos CCEARs de energia existente por quantidade será considerada no  $BAL\_XP_{a,f}$ :

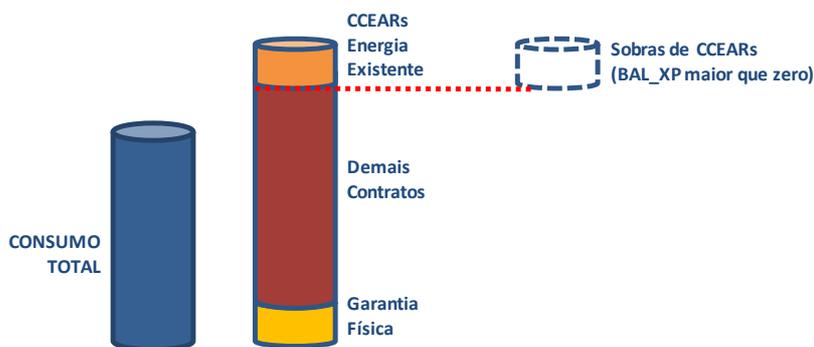


Figura 44: Exemplo do Agente de Distribuição Cedente

90. As Sobras Realizadas de CCEARs são obtidas de acordo com a seguinte equação:

Se:

$$BAL\_XP_{a,fr} \geq 0$$

Então:

$$SOB\_XP_{a,fr} = BAL\_XP_{a,rf}$$

Caso contrário:

$$SOB\_XP_{a,fr} = 0$$

Onde:

$SOB\_XP_{a,fr}$  são as Sobras Realizadas de CCEARs do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$BAL\_XP_{a,fr}$  é o Balanço Realizado do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

91. O Déficit Realizado de CCEAR é obtido de acordo com a seguinte equação:

Se:

$$BAL\_XP_{a,fr} < 0$$

Então:

$$DEF\_XP_{a,fr} = \max \left( 0; (-1 * BAL\_XP_{a,fr}) - \left( EXP\_INV_{a,fr} * \left( \sum_{m \in fr} M\_HORAS_m \right) \right) \right)$$

Caso contrário:

$$DEF\_XP_{a,fr} = 0$$

Onde:

$DEF\_XP_{a,fr}$  é o Déficit Realizado de CCEAR do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$BAL\_XP_{a,fr}$  é o Balanço Realizado do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$EXP\_INV_{a,fr}$  é a Exposição Involuntária do perfil de agente “a”, no ano de apuração “fr”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

### Importante:

Se o balanço realizado do agente de distribuição for menor que zero, seu déficit será reduzido caso existam exposições involuntárias do ano anterior.

92. O Superávit Total de CCEARs é obtido através da soma das sobras de todos os agentes de distribuição, de acordo com a seguinte equação:

$$TSOB\_XP_{fr} = \sum_a SOB\_XP_{a,fr}$$

Onde:

$TSOB\_XP_{fr}$  é o Superávit Total de CCEARs para o ano de apuração “fr”

$SOB\_XP_{a,fr}$  são as Sobras Realizadas de CCEARs do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

93. O Déficit Total de CCEAR é obtido através da soma dos déficits de todos os agentes de distribuição, de acordo com a seguinte equação:

$$TDEF\_XP_{fr} = \sum_a DEF\_XP_{a,fr}$$

Onde:

$TDEF\_XP_{fr}$  é o Déficit Total de CCEAR para o ano de apuração “fr”

$DEF\_XP_{a,fr}$  é o Déficit Realizado de CCEAR do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

94. A Quantidade Total de Energia Compensada é obtida através do menor valor entre o total de sobras e o total de déficits, de acordo com a seguinte equação:

$$TOT\_COMP_{fr} = \min(TSOB\_XP_{fr}; TDEF\_XP_{fr})$$

Onde:

$TOT\_COMP_{fr}$  é a Quantidade Total de Energia Compensada para o ano de apuração “fr”

$TSOB\_XP_{fr}$  é o Superávit Total de CCEARs para o ano de apuração “fr”

$TDEF\_XP_{fr}$  é o Déficit Total de CCEAR para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

### **Importante:**

Se o total de sobras for maior que o total de déficits, todos os déficits serão compensados e uma parte das sobras não será utilizada para compensação. Se o total de sobras for menor que o total de déficits, todas as sobras serão compensadas e os déficits serão cobertos parcialmente.

95. A Energia Cedida do Agente de Distribuição é obtida através do rateio do total de energia compensada em função das sobras do agente de distribuição, de acordo com a seguinte equação:

$$ECD\_CCEAR_{a,fr} = TOT\_COMP_{fr} * \frac{SOB\_XP_{a,fr}}{TSOB\_XP_{fr}}$$

Onde:

$ECD\_CCEAR_{a,fr}$  é a Energia Cedida do Agente de Distribuição para o perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$TOT\_COMP_{fr}$  é a Quantidade Total de Energia Compensada para o ano de apuração “fr”

$SOB\_XP_{a,fr}$  são as Sobras Realizadas de CCEARs do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$TSOB\_XP_{fr}$  é o Superávit Total de CCEARs para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

96. A Energia Recebida do Agente de Distribuição é obtida através do rateio do total de energia compensada em função dos déficits do agente de distribuição, de acordo com a seguinte equação:

$$ERD\_CCEAR_{a,fr} = TOT\_COMP_{fr} * \frac{DEF\_XP_{a,fr}}{TDEF\_XP_{fr}}$$

Onde:

$ERD\_CCEAR_{a,fr}$  é a Energia Recebida do Agente de Distribuição para o perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$TOT\_COMP_{fr}$  é a Quantidade Total de Energia Compensada para o ano de apuração “fr”

$DEF\_XP_{a,fr}$  é as Déficit Realizado CCEARs do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$TDEF\_XP_{fr}$  é o Déficit Total de CCEARs para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

97. A Compensação dos Custos do Agente Cedente é obtida através da multiplicação da Energia Cedida pelo Preço de Referência das Sobras de acordo com a seguinte equação:

$$RCTO\_XP_{a,m} = ECD\_CCEAR_{a,fr} * PRECO\_XP\_SOB_{a,fr}$$

Onde:

$RCTO\_XP_{a,m}$  é a Compensação dos Custos do Agente Cedente para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ECD\_CCEAR_{a,fr}$  é a Energia Cedida do Agente de Distribuição para o perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$PRECO\_XP\_SOB_{a,fr}$  é o Preço de Referência das Sobras do MCSD *Ex-post* do Agente de Distribuição do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

### **Importante:**

A Compensação de Custos do Agente Cedente representa o montante que este receberá em função das compensações.

98. O Preço de Referência dos Déficits do MCSD *Ex-post* é obtido através da divisão do total de Compensações dos Custos do Agente Cedente pela Quantidade Total de Energia Compensada, de acordo com a seguinte equação:

$$PRECO\_XP\_DEF_{fr} = \frac{\sum_a RCTO\_XP_{a,m}}{TOT\_COMP_{fr}}$$

Onde:

$PRECO\_XP\_DEF_{fr}$  é o Preço de Referência dos Déficits do MCSD *Ex-post* do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$RCTO\_XP_{a,m}$  é a Compensação dos Custos do Agente Cedente para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TOT\_COMP_{fr}$  é a Quantidade Total de Energia Compensada para o ano de apuração “fr”  
“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

**Importante:**

O Preço de Referência dos Déficits será o mesmo para todos os agentes cessionários, sendo determinado em função do total de recebimentos dos agentes cedentes. Cada agente cedente será remunerado em função do seu Preço de Referência das Sobras.

99. A Compensação dos Custos do Agente Cessionário é obtida através da multiplicação da Energia Recebida pelo Preço de Referência dos Déficits, de acordo com a seguinte equação:

$$PGTO\_XP_{a,m} = ERD\_CCEAR_{a,fr} * PRECO\_XP\_DEF_{fr}$$

Onde:

$PGTO\_XP_{a,m}$  é a Compensação dos Custos do Agente Cessionário para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$ERD\_CCEAR_{a,fr}$  é a Energia Recebida do Agente de Distribuição para o perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$PRECO\_XP\_DEF_{fr}$  é o Preço de Referência dos Déficits do MCSD *Ex-post* do perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

**Importante:**

A Compensação dos Custos do Agente Cessionário representa o montante que o agente cessionário pagará em função das compensações.

100. O Ajuste Decorrente do MCSD *Ex-post* é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$MCSD\_XP_{a,m} = RCTO\_XP_{a,m} - PGTO\_XP_{a,m}$$

Onde:

$MCSD\_XP_{a,m}$  é o Ajuste Decorrente do MCSD *Ex-post* do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”

$RCTO\_XP_{a,m}$  é a Compensação dos Custos do Agente Cedente para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$PGTO\_XP_{a,m}$  é a Compensação dos Custos do Agente Cessionário para o perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

O agente cedente terá um Ajuste positivo através da variável  $RCTO\_XP_{a,m}$ , enquanto o agente cessionário terá um ajuste negativo através da variável  $PGTO\_XP_{a,m}$ .

101. O Ajuste em Energia decorrente do MCSD *Ex-post* é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$ENRG\_MCSD\_XP_{a,fr} = ERD\_CCEAR_{a,fr} - ECD\_CCEAR_{a,fr}$$

Onde:

$ENRG\_MCSD\_XP_{a,fr}$  é o Ajuste em Energia decorrente do MCSD *Ex-post* do perfil do agente “a”, no ano de apuração “fr”

$ERD\_CCEAR_{a,fr}$  é a Energia Recebida do Agente de Distribuição para o perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

$ECD\_CCEAR_{a,fr}$  é a Energia Cedida do Agente de Distribuição para o perfil de agente “a”, para o ano de apuração “fr”

“fr” é o ano de referência para o processamento do MCSD *Ex-post*

### 2.3.2. Dados de Entrada do MCSD *Ex-post*

<b>Consumo Total do Agente</b>		
<b>NET<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Consolidação das diferenças entre os valores medidos de geração e consumo versus os volumes comercializados verificados em cada perfil de agente “a”, por submercado “s” (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) por período de comercialização “j” de um ciclo contábil
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Balanco Energético
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
	<b>CQ<sub>e,j</sub></b>	<b>Quantidade Modulada do Contrato</b>

	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Modulação de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR

<b>FPC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR do perfil de agente “a” no submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Tratamento das Exposições (Cálculo das Exposições de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Preço de Liquidação das Diferenças

<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças
	Valores Possíveis	Positivos

#### Quantidade Anual do Contrato

<b>QA<sub>e,fr</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e”, no ano de apuração “fr”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Preço do CCEAR verificado no dia 31 de dezembro

<b>P_CCEAR<sub>e,fr</sub></b>	Descrição	Preço do CCEAR verificado no dia 31 de dezembro do contrato “e”, para o ano de apuração “fr”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Posição Contratual Líquida</b>		
<b>PCL<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à resultante da diferença entre os contratos de venda e de compra em que o perfil de agente “a” é contraparte. A Posição Contratual Líquida é calculada por submercado “s” por período de comercialização “j”. Valores positivos indicam uma posição vendedora enquanto valores negativos correspondem a uma posição compradora de energia elétrica
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Determinação da Posição Contratual Líquida)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total da Garantia Física do Agente</b>		
<b>TGFIS<sub>a,j</sub></b>	Descrição	O Total da Garantia Física do Agente consolida as informações referente a garantia física por perfil de agente “a”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Totalização da Garantia Física do Agente)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Exposição Involuntária</b>		
<b>EXP_INV<sub>a,fr</sub></b>	Descrição	Quantidade de energia referente às Exposições Involuntárias, aprovadas pela Aneel, do perfil de agente “a”, no ano de apuração “fr”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.3.3. Dados de Saída do MCSD *Ex-post*

<b>Ajuste Decorrente do MCSD <i>Ex-post</i></b>		
<b>MCSD_XP<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor resultante ao processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits <i>Ex-post</i> , referente às trocas de energia entre os agentes cedentes (positivos) e cessionários (negativos) de CCEARs por quantidade, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Ajuste em Energia decorrente do MCSD <i>Ex-post</i></b>		
<b>ENRG_MCSO_XP<sub>a,fr</sub></b>	Descrição	Ajuste em Energia decorrente do MCSD <i>Ex-post</i> do perfil de agente “a”, no ano de apuração “fr”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativo ou Zero

### 2.4. MCSD de Energia Nova

#### Objetivo:

Determinar os montantes elegíveis para cessão das distribuidoras com sobras contratuais, calcular os montantes a serem reduzidos da oferta de redução, efetuar as trocas a partir da declaração de sobras, déficits e reduções, e determinar os CCEARs provenientes de cessões.

#### Contexto:

A norma de regência, estabelece as diretrizes e condições para aplicação do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de energia e potência dos CCEARs, nas modalidades quantidade e disponibilidade, provenientes de novos empreendimentos de geração. A partir de tais premissas serão determinadas as trocas contratuais refletindo nos demais processamentos em termos de energia e lastro. A [Figura 45](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

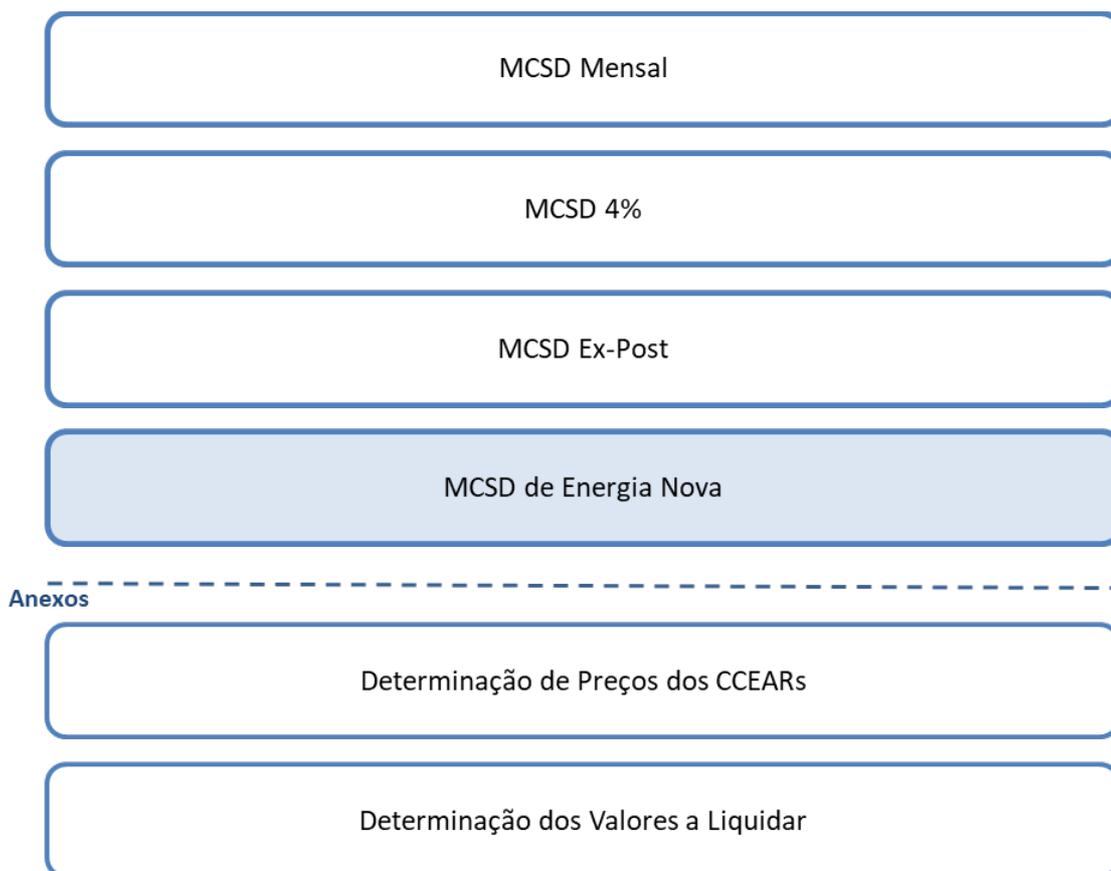


Figura 45: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

#### 2.4.1. Apuração das Sobras Passíveis de Cessão

102. O processamento da apuração de sobras passíveis de cessão ocorre para determinação dos valores disponíveis para as trocas, no conjunto do portfólio de contratos elegíveis.
  - 102.1. A Sobra de Energia Nova passível de Cessão é limitada pelo portfólio da distribuidora. Cabe ressaltar que não há limite para declaração de déficits.
103. Somente participarão das declarações do mecanismo as distribuidoras que não possuem inadimplência na liquidação do MCSD de Energia Nova no ano atual ou no ano civil anterior à realização do processamento. Além disso, as distribuidoras com inadimplência setorial participam apenas das declarações de sobras.
104. Para o processamento que ocorre após a realização do leilão A-1 serão apurados os valores dos montantes passíveis de cessão para todas as rodadas com objetivo de limitar a declaração dos geradores, que será única, porém sendo atualizada de forma automática conforme o processamento.
  - 104.1. Para os demais processamentos haverá uma rodada única, conforme determina o ato normativo.

105. Inicialmente, deve-se apurar a quantidade de sobra contratual de energia nova que as distribuidoras podem ceder, descontado o montante cedido nas trocas anteriores, compreendida na vigência das cessões que serão geradas no processamento deste MCSD, conforme seguinte expressão:

$$SOB\_EN\_PCLP_{a,x,rx} = \frac{\sum_s TOT\_EPC\_EN_{a,s,x,rx} - TOT\_ECA\_EN_{a,x,rx}}{HMCS D\_EN_{x,rx}}$$

Onde:

$SOB\_EN\_PCLP_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova passível de Cessão Limitada pelo Portfólio Passíveis de Cessão, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EPC\_EN_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova Passíveis de Cessão do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_ECA\_EN_{a,x,rx}$  é o Total Cedido de cada Contrato de Energia Nova pela Distribuidora em Processamentos Anteriores, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$HMCS D\_EN_{x,rx}$  é o Número de Horas da Vigência das Cessões que Serão Geradas no Processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

- 105.1. O Total de Contratos de Energia Nova Passíveis de Cessão será a soma da quantidade de todos os contratos provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Estruturantes, descontando eventuais contratos que sejam objetos de decisão judicial, estejam durante o período de escalonamento, e contratos vinculados a empreendimentos que estejam em atraso, descasamento ou apta a entrar em operação comercial, conforme seguinte expressão:

$$TOT\_EPC\_EN_{a,s,x,rx} = \max(0; (TOT\_EN_{a,s,x,rx} - TOT\_EN\_ESC_{a,s,x,rx} - TOT\_EN\_ATR_{a,s,x,rx} - TOT\_EN\_DES_{a,s,x,rx} - TOT\_EN\_APTA_{a,s,x,rx} - TOT\_EN\_DJ_{a,s,x,rx}))$$

Onde:

$TOT\_EPC\_EN_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova Passíveis de Cessão do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EN_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EN\_ESC_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora que possuem entrega Escalonada do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EN\_ATR_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora cujo empreendimento associado esteja em Atraso do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EN\_DESC_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora cujo empreendimento associado esteja em Descasamento do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EN\_APTA_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora cujo empreendimento associado esteja em apto a entrar em operação comercial do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$TOT\_EN\_DJ_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora impactadas por Decisões Judiciais do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx” “s” é o submercado de registro do contrato “e”

105.1.1. O Total de Contratos de Energia Nova de cada distribuidora será a soma da quantidade de todos os contratos provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Estruturantes, conforme seguinte expressão:

$$TOT\_EN_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in AC\_ELEN \\ e \in s}} ECT\_EN_{e,a,x,rx}$$

Onde:

$TOT\_EN_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$ECT\_EN_{e,a,x,rx}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova relativo ao contrato “e”, do perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, em que o perfil de agente “a” é comprador, na rodada “rx”

### **Importante:**

No processamento do MCSD de Energia Nova serão desconsiderados os contratos provenientes de usinas existentes no caso dos leilões de fontes alternativas. Da mesma forma, não serão considerados os Contratos provenientes das Cessões do MCSD de Energia Nova de processamento anteriores.

Assim, tais contratos não fazem parte do conjunto denominado “AC\_ELEN”.

105.1.1.1. A Energia Contratual Total será a soma da quantidade de todos os contratos provenientes de Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Estruturantes considerando o horizonte para qual serão válidas as cessões do processamento, além de eventuais ajustes, conforme as seguintes expressões:

*Caso as cessões do produto do MCSD “x” tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$ECT\_EN_{e,a,x,rx} = \max \left( 0; \left( \sum_{m \in MVIGCX} QM_{e,m} \right) - ADDC\_ECT\_EN_{e,a,x,rx} \right)$$

*Caso contrário:*

$$\begin{aligned}
 ECT\_EN_{e,a,x,rx} &= \max \left( 0; \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_Q}} QA_{e,f} \right) + \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_D}} \sum_{m \in f} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right) \right. \\
 &\quad \left. - ADDC\_ECT\_EN_{e,a,x,rx} \right) \\
 &\quad \forall e \in AC\_ELEN
 \end{aligned}$$

Onde:

$ECT\_EN_{e,a,x,rx}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova relativo ao contrato “e”, do perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

$ADDC\_ECT\_EN_{e,a,x,rx}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Determinação da Energia Contratual Total de Energia Nova relativo ao contrato “e”, no perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

“MVIGCX” é o conjunto de meses “m” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“FVIGCX” é o conjunto de anos “f” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

105.1.2. Para verificação das restrições impostas para participação das compensações entre as distribuidoras serão adotadas as seguintes premissas:

105.1.3. Serão considerados no processamento, incluindo a etapa do mecanismo de redução centralizado, os contratos que tenham com início de suprimento igual ou anterior ao início das cessões, além de fim de suprimento igual ou posterior ao fim das cessões que serão geradas na rodada de cada produto. Eventuais considerações adicionais podem ser adotadas a depender de ato regulatório.

105.1.4. Os contratos que possuam entrega de energia escalonada durante algum período de validade das cessões serão excluídos do processamento.

105.1.5. As decisões judiciais, incluindo liminares, que forem obtidas após o processamento da apuração das sobras passíveis, não impactarão as cessões já efetuadas, sendo mantidas até o prazo final.

105.1.6. Para verificação do status das unidades geradoras das usinas (atraso, descasamento e apta), para fins de portfólio passível de cessão, serão utilizados os dados disponíveis do último dia do mês anterior ao mês de processamento, e caso não houver, será utilizado o último mês disponível.

105.1.7. Serão desconsiderados dos processamentos os CCEARs que preveem entrega escalonada, conforme seguinte expressão:

*Caso as cessões do produto do MCSD "x" tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$TOT\_EN\_ESC_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in EESC \\ e \in S}} \left( \sum_{m \in MVIGCX} QM_{e,m} \right)$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_EN\_ESC_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in EESC \\ e \in S}} \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_Q}} QA_{e,f} + \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_D}} \sum_{m \in f} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right)$$

$$\forall e \in AC\_ELEN$$

Onde:

$TOT\_EN\_ESC_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora que possuem entrega Escalonada do perfil de agente "a", no submercado "s", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato "e" no mês de apuração "m"

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato "e" no ano de apuração "f"

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado "e", no mês de apuração "m"

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato

"MVIGCX" é o conjunto de meses "m" pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

"FVIGCX" é o conjunto de anos "f" pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD "x"

"EESC" é o conjunto de contratos que possuem entrega escalonada durante algum momento de vigência das cessões do processamento do MCSD "x"

"AC\_ELEN" é o conjunto de contratos "e" oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente "a" é comprador

"s" é o submercado de registro do contrato "e"

105.1.8. Também serão desconsiderados dos processamentos os CCEARs cuja parcela de usina associada esteja com pelo menos uma unidade geradora em atraso, excluindo os contratos já retirados anteriormente, conforme seguinte expressão:

*Caso as cessões do produto do MCSD “x” tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$TOT\_EN\_ATR_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in PATR \\ e \notin EESC \\ e \in S}} \left( \sum_{m \in MVIGCX} QM_{e,m} \right)$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_EN\_ATR_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in PATR \\ e \notin EESC \\ e \in S}} \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_Q}} QA_{e,f} + \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_D}} \sum_{m \in f} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right)$$

$\forall e \in AC\_ELEN$

Onde:

$TOT\_EN\_ATR_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora cujo empreendimento associado esteja em Atraso do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“PATR” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como atrasada

“EESC” é o conjunto de contratos que possuem entrega escalonada durante algum momento de vigência das cessões do processamento do MCSD “x”

“MVIGCX” é o conjunto de meses “m” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“FVIGCX” é o conjunto de anos “f” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

105.1.9. Da mesma forma serão desconsiderados dos processamentos os CCEARs cujo empreendimento associado esteja com pelo menos uma unidade geradora em situação de

descasamento, excluindo os contratos já retirados anteriormente, conforme seguinte expressão:

*Caso as cessões do produto do MCSD “x” tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$TOT\_EN\_DESC_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in DESC \\ e \notin PATR \\ e \notin EESC \\ e \in S}} \left( \sum_{m \in MVIGCX} QM_{e,m} \right)$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_EN\_DESC_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in DESC \\ e \notin PATR \\ e \notin EESC \\ e \in S}} \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_Q}} QA_{e,f} + \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_D}} \sum_{m \in f} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right)$$

$$\forall e \in AC\_ELEN$$

Onde:

$TOT\_EN\_DESC_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora cujo empreendimento associado esteja em Descasamento do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“DESC” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada com descasada

“PATR” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada com atrasada

“EESC” é o conjunto de contratos que possuem entrega escalonada durante algum momento de vigência das cessões do processamento do MCSD “x”

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

“MVIGCX” é o conjunto de meses “m” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“FVIGCX” é o conjunto de anos “f” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

105.1.10. Também serão desconsiderados dos processamentos os CCEARs cujo empreendimento associado esteja com pelo menos uma unidade geradora em situação de apta a entrar em operação comercial, excluindo os contratos já retirados anteriormente, conforme seguinte expressão:

*Caso as cessões do produto do MCSD “x” tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$TOT\_EN\_APTA_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in EAPT \\ e \notin DESC \\ e \notin PATR \\ e \notin EESC \\ e \in s}} \left( \sum_{m \in MVIGCX} QM_{e,m} \right)$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_EN\_APTA_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in EAPT \\ e \notin DESC \\ e \notin PATR \\ e \notin EESC \\ e \in s}} \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_Q}} QA_{e,f} + \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_D}} \sum_{m \in f} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right)$$

$$\forall e \in AC\_ELEN$$

Onde:

$TOT\_EN\_APTA_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora cujo empreendimento associado esteja apto a entrar em operação comercial do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“EAPT” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como apta a entrar em operação comercial

“DESC” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como descasada

“PATR” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como atrasada

“EESC” é o conjunto de contratos que possuem entrega escalonada durante algum momento de vigência das cessões do processamento do MCSD “x”

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

“FVIGCX” é o conjunto de anos “f” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”

“MVICGX” é o conjunto de meses “m” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

105.1.11. Os contratos que sejam objetos de decisões judiciais, mesmo que em caráter liminar, serão desconsiderados do processamento, sendo necessário identificá-los, excluindo-se os contratos já retirados anteriormente. Cabe destacar que apenas serão retirados os CCEARs quando a decisão judicial impactar o compromisso de entrega de energia estabelecida nos CCEARs.

*Caso as cessões do produto do MCSD “x” tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$TOT\_EN\_DJ_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in IMPDJ \\ e \notin EESC \\ e \notin PATR \\ e \notin DESC \\ e \notin EAPT \\ e \in S}} \left( \sum_{m \in MVIGCX} QM_{e,m} \right)$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_EN\_DJ_{a,s,x,rx} = \sum_{\substack{e \in IMPDJ \\ e \notin EESC \\ e \notin PATR \\ e \notin DESC \\ e \notin EAPT \\ e \in S}} \left( \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_Q}} QA_{e,f} + \sum_{\substack{f \in FVIGCX \\ e \in CCEAR\_D}} \sum_{m \in f} (MMC_{e,m} * M\_HORAS_m) \right)$$

$$\forall e \in AC\_ELEN$$

Onde:

$TOT\_EN\_DJ_{a,s,x,rx}$  é o Total de Contratos de Energia Nova da Distribuidora impactadas por Decisões Judiciais do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$QA_{e,f}$  é a Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”

$MMC_{e,m}$  é o Montante Médio Contratado “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“IMPDJ” é o conjunto de contratos que estejam sejam objetos de decisão judiciais, considerando também caráter liminar

“EAPT” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como apta a entrar em operação comercial

“DESC” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como descasada

“PATR” é o conjunto de contratos cuja usina associada esteja considerada como atrasada

“EESC” é o conjunto de contratos que possuem entrega escalonada durante algum momento de vigência das cessões do processamento do MCSD “x”

“MVGICX” é o conjunto de meses “m” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“FVIGCX” é o conjunto de anos “f” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD “x”

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e” oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

#### Importante:

As decisões judiciais, incluindo liminares, que forem obtidas após o processamento da apuração das sobras possíveis, não impactarão as cessões já efetuadas, sendo mantidas até o prazo final.

105.2. A quantidade total cedida no MCSD de Energia Nova é determinada pelos montantes cedidos, em processamentos anteriores, observando a validade das cessões do processamento vigente e dos processamentos anteriores, conforme a seguinte expressão:

*Caso as cessões do produto do MCSD “x” tiverem validade para o mesmo ano de processamento:*

$$\begin{aligned}
 \mathbf{TOT\_ECA\_EN}_{a,x,rx} &= \sum_{m \in MVIGCX} \sum_{\substack{x^* \\ rx^*}} \sum_{ar} (CEN_{ad,ar,x^*,rx^*} * M\_HORAS_m) \\
 &+ \sum_{rx \in RX\_ATUAL} \sum_{m \in MVIGCX} \sum_{ar} (CEN_{ad,ar,x,rx} * M\_HORAS_m) \\
 &\qquad\qquad\qquad ad = a
 \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$\mathbf{TOT\_ECA\_EN}_{a,x,rx} = \sum_{m \in MVIGCX} \sum_{\substack{x^* \\ rx^*}} \sum_{ar} (CEN_{ad,ar,x^*,rx^*} * M\_HORAS_m)$$

Onde:

$\mathbf{TOT\_ECA\_EN}_{a,x,rx}$  é o Total Cedido de cada Contrato de Energia Nova pela Distribuidora em Processamentos Anteriores, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$CEN_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência da Cessão

“MVIGCX” é o conjunto de meses “m” pertencentes à vigência das cessões que serão geradas no respectivo processamento do MCSD, na rodada “rx”

rx\* são rodadas cujas cessões são válidas no mês de referência “m”

x\* são processamento anteriores ao processamento “x”

#### 2.4.2. Apuração dos montantes de Oferta de Redução

106. Caso o total de sobras seja maior que o total de déficits será verificada a declaração de oferta de redução dos montantes contratados por parte dos geradores, de forma temporária ou permanente, a depender do processamento. Dessa forma, é calculado o montante máximo de oferta de redução de cada agente.

106.1. A declaração dos agentes é realizada em percentual, sendo a redução realizada de acordo com a relação entre o montante de redução efetivado e o disponível. No caso de redução permanente o mesmo percentual de redução será aplicado até o final do suprimento.

106.2. Conforme norma de regência, para alguns produtos do MCSD de Energia Nova não há possibilidade de declaração de oferta de redução.

106.3. Poderão participar os vendedores dos contratos provenientes de leilões de energia nova, fontes alternativas (exceto de produtos para empreendimentos existentes) e leilões de fontes estruturantes, desde que o empreendimento vinculado não possua unidades geradoras em operação comercial.

106.4. As ofertas de reduções permanentes (total ou parcial) que forem efetivadas são objeto de indenização do comprador para as respectivas distribuidoras, conforme apuração da Receita de Venda de CCEAR.

107. É apurada a quantidade limitada da oferta de redução de cada gerador, de acordo com o montante médio disponível no momento do processamento, obtido pela quantidade disponível para o período de validade das cessões. Assim, o montante limitado da oferta de redução, por usina, produto e leilão é determinado conforme seguinte equação:

$$MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx} = \frac{\sum_{e \in PTL E} ECT\_EN_{e,a,x,rx}}{HMCS D\_EN_{x,rx}}$$

Onde:

$MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante Limite de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$ECT\_EN_{e,a,x,rx}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova relativo ao contrato “e”, do perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

HMCS<sub>D</sub>\_EN<sub>x,rx</sub> é o Número de Horas da Vigência das Cessões que Serão Geradas no Processamento do MCS<sub>D</sub> “x”, na rodada “rx”

“PTLE” é o conjunto de contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t” e com leilão “l”

“a” é o agente distribuidor

108. A Oferta de Redução, a ser considerada para realização do mecanismo de redução centralizado, é obtida através da aplicação do fator de redução no montante limite de contratos para a usina em cada produto e leilão, conforme seguinte equação:

$$OF\_RED_{p,t,l,x,rx} = MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx} * F\_DECL\_OF_{p,t,l,x,rx}$$

Onde:

OF\_RED<sub>p,t,l,x,rx</sub> é Oferta de Redução no Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

MONT\_LIM\_OF<sub>p,t,l,x,rx</sub> é o Montante Limite de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

F\_DECL\_OF<sub>p,t,l,x,rx</sub> é o Fator Declarado de Oferta de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

#### **Importante:**

Para o processamento com previsão de oferta de redução permanente de energia, o percentual informado será válido até o final do suprimento, caso for efetivado.

### **2.4.3. Efetivação das ofertas de redução**

109. O mecanismo de redução centralizado tem funcionamento análogo a um leilão, porém com preços já definidos, e sendo priorizadas as ofertas dos vendedores com os maiores preços em cada rodada.
110. Inicialmente, serão limitadas as sobras declaradas pelos distribuidores ou ainda as sobras atualizadas na rodada anterior, quando aplicável, no limite da quantidade de sobra contratual de energia nova que as distribuidoras podem ceder:

*Na primeira rodada:*

$$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} = \min(SOB\_EN\_DIS\_DECL_{a,x}; SOB\_EN\_PCLP_{a,x,rx})$$

*Na demais rodadas:*

$$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} = \min(SOB\_EN\_DIS\_PRE_{a,x,rx}; SOB\_EN\_PCLP_{a,x,rx})$$

Onde:

$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS\_DECL_{a,x}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora Declarada, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”

$SOB\_EN\_PCLP_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova passível de Cessão Limitada pelo Portfólio Passíveis de Cessão, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS\_PRE_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova passível de Cessão Limitada pelo Portfólio Passíveis de Cessão Preliminar, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

111. Para os déficits, o valor utilizado será o declarado pelo agente, contudo não há déficits para rodadas posteriores uma vez que toda a compensação possível de déficits do mecanismo ocorre na primeira rodada:

*Na primeira rodada:*

$$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx} = DFCT\_EN\_DIS\_DECL_{a,x}$$

*Na demais rodadas:*

$$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx} = 0$$

Onde:

$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é o Déficit de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS\_DECL_{a,x}$  é o Déficit de Energia Nova da Distribuidora Declarada, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”

112. Caso a usina tenha negociado em um mesmo produto cujos contratos possuam preços diferenciados, devido a atualização ocorrer na data de reajuste da distribuidora, para fins do mecanismo de redução será utilizada a média de tais valores de forma que o preço seja único, por usina, produto e leilão.

- 112.1. Para as ofertas de redução serão utilizados os preços de venda atualizados, para os produtos na modalidade quantidade, e os ICBs atualizados, para a modalidade disponibilidade, conforme seguinte equação:

*Para os contratos por quantidade:*

$$LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx} = PV\_CCEAR_{p,t,l,m-1}$$

*Para os contratos por disponibilidade:*

$$LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx} = ICB\_AP_{p,t,l,m-1}$$

∀ “p” que ofertou redução do montante negociado no produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x” e na rodada “rx”

Onde:

$LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx}$  é o Lance financeiro relacionado à oferta de redução vinculada à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$PV\_CCEAR_{p,t,l,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”

$ICB\_AP_{p,t,l,m}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado e ponderado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

113. A sequência de cálculos para determinação das ofertas selecionadas para o atendimento das sobras do MCSD de energia nova é realizada de forma sequencial, começando em  $\sigma=1$  até  $\sigma=n$ , com incrementos unitários, sendo finalizada quando os montantes ofertados atingirem as sobras restantes do MCSD, verificando também as usinas com mesmo preço de lance, conforme condição:

$$\text{Para } OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma-1} < \left( \sum_a SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - \sum_a DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx} \right) \text{ ou} \\ PRIG\_VERIF_{x,rx,\sigma-1} = 1$$

Onde:

$OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma}$  é o Oferta Acumulada de redução no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “ $\sigma$ ”

$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é o Déficit de Energia Nova da Distribuidora Cessionária, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$PRIG\_VERIF_{x,rx,\sigma}$  é o Verificador de Preços Iguais que Completam a Demanda no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “ $\sigma$ ”

- 113.1. Inicialmente é necessária a ordenação dos preços das ofertas de redução para que sejam reduzidos, prioritariamente, os contratos mais caros. Assim, para se ordenar as ofertas por preço, identifica-se o maior preço dentre as ofertas, excetuando-se aquelas que já foram selecionadas em rodadas anteriores:

$$PRECO\_ORDENADO_{x,rx,\sigma} = \max_{OFRED\_NORD\_X} (LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx})$$

Onde:

$PRECO\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$  é o Preço da Oferta Ordenada, no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “ $\sigma$ ”

$LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx}$  é o Lance financeiro relacionado à oferta de redução vinculada à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x” na rodada “rx”

$OFRED\_NORD\_X$  é o conjunto de lances de ofertas de redução que não foram atribuídas às ordens “ $\sigma$ ” anteriores, ou seja, que ainda não possuem valor de  $MONTANTE\_ORDENADO$  associado (Linha de Comando 113.3) calculado no processamento “x”, na rodada “rx”.

“ $\sigma$ ” é a ordem de classificação, e armazena a usina “p”, produto “t”, leilão “l” do lance resultante do cálculo

$\sigma$ (Ordem)	p (Usina)	t (Produto)	l (Leilão)	LANCE_OF_RED (R\$/MWh)
1	Usina X	Quantidade	4º LEN	120
2	Usina Y	Disponibilidade	3º LEN	110
...	...	...	...	
n	Usina Z	Disponibilidade	2º LFA	80

Tabela 3: Exemplo de relação entre a dimensão de classificação " $\sigma$ ", para cada rodada " $rx$ " do processamento " $x$ " para ordenação dos preços relacionado a oferta de redução

**Importante:**

A classificação " $\sigma$ " ocorre pela verificação do Lance de Oferta de Redução para cada usina, produto, leilão, um por vez. Assim, caso existam valores idênticos, a classificação será realizada de maneira aleatória entre tais lances. Contudo, poderá haver redução da quantidade para ambos os lances, conforme condições estabelecidas nas Linhas de Comando subsequentes.

- 113.2. O Verificador de Preços Iguais que Completam a Demanda é utilizado para identificar se existe mais de uma oferta de redução com mesmo preço, de tal modo que posteriormente as duas ofertas possam ser consideradas de forma proporcional, caso a demanda restante seja menor que a oferta, conforme os seguintes comandos:

Se existirem  $LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx} = PRECO\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$  que não foram atribuídos às posições " $\sigma$ " anteriores:

$$PRIG\_VERIF_{x,rx,\sigma} = 1$$

Caso contrário:

$$PRIG\_VERIF_{x,rx,\sigma} = 0$$

Onde:

$PRECO\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$  é o Preço da Oferta Ordenada, no processamento " $x$ ", na rodada " $rx$ ", atribuída à ordem de classificação " $\sigma$ "

$LANCES\_OF\_RED_{p,t,l,x,rx}$  é o Lance financeiro relacionado à oferta de redução vinculada à parcela de usina " $p$ ", comprometida com o produto " $t$ ", do leilão " $l$ ", no processamento " $x$ ", na rodada " $rx$ "

$PRIG\_VERIF_{x,rx,\sigma}$  é o Verificador de Preços Iguais que Completam a Demanda no processamento " $x$ ", na rodada " $rx$ ", atribuída à ordem de classificação " $\sigma$ "

" $\sigma$ " é a ordem de classificação, e armazena a usina " $p$ ", produto " $t$ ", leilão " $l$ " do lance resultante do cálculo

- 113.3. Após a ordenação da oferta pelo preço, é determinado o montante de energia a ser utilizado para compor a redução total pelo mecanismo:

$$MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma} = \min(OF\_RED_{p,t,l,x,rx}; MONT\_LIM\_OF\_ATUAL_{p,t,l,x,rx})$$

Onde:

$MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$  é o Montante de redução ordenado no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “ $\sigma$ ”

$OF\_RED_{p,t,l,x,rx}$  é Oferta de Redução no Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$MONT\_LIM\_OF\_ATUAL_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante Limite de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado Atualizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

“ $\sigma$ ” é a ordem de classificação, e armazena a usina “p”, produto “t”, leilão “l” do lance resultante do cálculo

- 113.4. Após a ordenação da oferta pelo preço, é determinado o montante de energia a ser utilizado para compor a redução total pelo mecanismo:

$$MONT\_LIM\_OF\_ATUAL_{p,t,l,x,rx} = \max \left( 0; \left( MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx} - \sum_{rx \in RX\_ATUAL} OF\_RED\_EFE_{p,t,l,x,rx} \right) \right)$$

Onde:

$MONT\_LIM\_OF\_ATUAL_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante Limite de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado Atualizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante Limite de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$OF\_RED\_EFE_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante de Redução Efetivado proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

“RX\_ATUAL” é o conjunto de rodadas “rx”, anteriores a rodada atual, que são realizadas no processamento “x”

- 113.5. Pela composição de todas as ofertas utilizadas até o momento, é determinada a oferta acumulada de redução, utilizada para balizar as reduções até o limite das sobras líquidas no mecanismo:

$$OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma} = OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma-1} + MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$$

Onde:

$OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma}$  é a Oferta Acumulada de redução no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “ $\sigma$ ”

$MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$  é o Montante de redução ordenado no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “ $\sigma$ ”

114. Quando a última oferta de redução selecionada tenha montante tal que o montante acumulado do mecanismo ultrapasse o limite das sobras resultantes do MCSD, essa deve ser limitada, resultando em reduções efetivas nesse produto inferiores à redução declarada pelo

gerador, de forma que a redução acumulada no processamento seja exatamente igual à sobra líquida:

$$\text{Se } OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma u} \leq \left( \sum_a SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - \sum_a DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx} \right)$$

$$MONT\_ORDENADO\_AJU_{x,rx,\sigma} = MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$$

Caso contrário:

$$\begin{aligned} MONT\_ORDENADO\_AJU_{x,rx,\sigma} &= \max \left( 0; \left( MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \left( OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma u} - \left( \sum_a SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - \sum_a DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx} \right) \right) \right) \right) \\ &\quad \left. * \frac{MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}}{\sum_{PRIG} MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}} \right) \end{aligned}$$

Onde:

$MONT\_ORDENADO\_AJU_{x,rx,\sigma}$  é o Montante de redução ordenado ajustado pelas sobras, no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “σ”

$MONTANTE\_ORDENADO_{x,rx,\sigma}$  é o Montante de redução ordenado no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “σ”

$OFE\_ACUM_{x,rx,\sigma}$  é o Oferta Acumulada de redução no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “σ”

$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é o Déficit de Energia Nova da Distribuidora Cessionária, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

“PRIG” são o conjunto de contratos com o mesmo preço

“σu” é a última posição cujo preço é igual ao da posição “σ”

115. Para cada usina que ofertou redução no mecanismo, a oferta de redução efetiva é o montante utilizado após a verificação de atendimento à demanda, de forma ordenada e limitada às sobras declaradas:

$$OF\_RED\_EFE_{p,t,l,x,rx} = MONT\_ORDENADO\_AJU_{x,rx,\sigma}$$

Onde:

$OF\_RED\_EFE_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante de Redução Efetivado proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$MONT\_ORDENADO\_AJU_{x,\sigma}$  é o Montante de redução ordenado ajustado pelas sobras, no processamento “x”, na rodada “rx”, atribuída à ordem de classificação “σ”

116. O fator de redução contratual será calculado pela razão entre a representatividade das ofertas de reduções efetivadas e, o total dos contratos daquela usina, incluindo os contratos referentes às distribuidoras que não declaram no mecanismo, conforme seguinte equação:

$$F\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx} = \frac{OF\_RED\_EFE_{p,t,l,x,rx}}{MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx}}$$

$$\forall e \in p, t, l$$

Onde:

$F\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx}$  é o Fator de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado do contrato “e”, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$OF\_RED\_EFE_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante de Redução Efetivado proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$MONT\_LIM\_OF_{p,t,l,x,rx}$  é o Montante Limite de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”

“PTLE” é o conjunto de contratos da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t” e com leilão “l”

“a” é o agente distribuidor comprador do contrato “e”

#### **Importante:**

Esse fator será utilizado para redução contratual dos CCEARs originais, sendo aplicado nas quantidades mensais, para os anos já sazonalizados, e nas quantidades anuais para anos ainda não sazonalizados, bem como nos demais parâmetros contratuais, dentro do horizonte de vigência da rodada “x” para o processamento “rx”, ou ainda do início do horizonte de vigência da rodada “x” até o final do suprimento do contrato, caso o processamento preveja redução permanente.

Cabe destacar que para usinas a biomassa, comprometidas com leilões realizados de 2011 em diante, em processamentos que prevêem redução em período menor que um ano, a obrigação de entrega poderá ser reduzida em proporção diferente, porém seguindo a curva original, de forma garantir que a receita paga não seja maior que a obrigação de entrega.

#### **2.4.4. Definição das Quantidades Cedidas**

##### **Definição dos Montantes Cedidos Compulsoriamente**

117. A aplicação do mecanismo de redução centralizado poderá impactar todos os agentes distribuidores, inclusive aqueles que não participaram das declarações iniciais.

118. Primeiramente são definidas as cessões compulsórias devidos aos seguintes motivos:

118.1. Cobertura dos déficits temporários oriundos das reduções compulsórias, seja para as distribuidoras que não tiveram declaração ou para as distribuidoras que tiveram aumento do déficit.

118.2. Equacionamento das reduções contratuais de acordo com o montante de sobra declarado com relação ao montante de sobras totais

119. Assim, as quantidades cedidas compulsoriamente do mecanismo são determinadas a partir da declaração voluntária de sobras e déficits dos agentes distribuidores, bem como das reduções efetivadas do mecanismo de redução centralizado.

120. Para o cálculo do montante reduzido de cada contrato, no período referente às trocas entre as distribuidoras, será verificado o fator utilizado para reduzir o montante do contrato, conforme seguinte equação:

$$MONT\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx} = \frac{ECT\_EN_{e,a,x,rx}}{HMCS D\_EN_{x,rx}} * F\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx}$$

Onde:

$MONT\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx}$  é o Montante de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado do contrato “e”, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCS D “x”, na rodada “rx”

$ECT\_EN_{e,a,x,rx}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova relativo ao contrato “e”, do perfil de agente “a”, no processamento do MCS D “x”, na rodada “rx”

$HMCS D\_EN_{x,rx}$  é o Número de Horas da Vigência das Cessões que Serão Geradas no Processamento do MCS D “x”, na rodada “rx”

$F\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx}$  é o Fator de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado do contrato “e”, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCS D “x”, na rodada “rx”

121. O montante reduzido total de cada distribuidor é determinado pela redução centralizada de todos os contratos, no processamento do MCS D de Energia Nova, conforme seguinte equação:

$$MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx} = \sum_{e \in AC\_ELEN} MONT\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx}$$

Onde:

$MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx}$  é o Montante de Redução proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCS D “x”, na rodada “rx”

$MONT\_RED\_MRC\_CNTR_{e,a,x,rx}$  é o Montante de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado do contrato “e”, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCS D “x”, na rodada “rx”

“AC\_ELEN” é o conjunto de contratos “e”, oriundos de Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas e Estruturantes, que o perfil de agente “a” é comprador

122. Dessa forma se faz necessária a apuração dos déficits temporários, considerando o que foi reduzido no mecanismo centralizado, determinado conforme as seguintes equações:

*Para as distribuidoras que declaram sobras:*

$$DFCT\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx} = (-1) * \min \left( 0; (SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx}) \right)$$

*Para as demais:*

$$DFCT\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx} = MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx}$$

Onde:

DFCT\_EN\_DIS\_TEMP<sub>a,x,rx</sub> é o Déficit Temporário de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

SOB\_EN\_DIS<sub>a,x,rx</sub> é a Sobra de Energia Nova passível de Cessão Limitada pelo Portfólio Passíveis de Cessão, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

MONT\_RED\_MRC<sub>a,x,rx</sub> é o Montante de Redução proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

123. De maneira análoga, as sobras devem ser atualizadas descontado o que foi reduzido do mecanismo centralizado, conforme seguinte equação:

$$SOB\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx} = \max \left( 0; (SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx}) \right)$$

Onde:

SOB\_EN\_DIS\_TEMP<sub>a,x,rx</sub> é a Sobra Temporária de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

SOB\_EN\_DIS<sub>a,x,rx</sub> é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

MONT\_RED\_MRC<sub>a,x,rx</sub> é o Montante de Redução proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

124. A sobra total temporária de energia nova é determinada pela soma das posições de todas as distribuidoras, conforme expressão:

$$SOB\_EN\_TEMP_{x,rx} = \sum_a SOB\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx}$$

Onde:

SOB\_EN\_TEMP<sub>x,rx</sub> é a Sobra Total Temporária de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

SOB\_EN\_DIS\_TEMP<sub>a,x,rx</sub> é a Sobra Temporária de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

125. De forma análoga é determinado o déficit temporário, conforme expressão:

$$DFCT\_EN\_TEMP_{x,rx} = \sum_a DFCT\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx}$$

Onde:

$DFCT\_EN\_TEMP_{x,rx}$  é o Déficit Total Temporário de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx}$  é o Déficit Temporário de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

126. O montante de redução de cada distribuidora poderá ser alterado devido aos déficits compulsórios, bem como o peso das declarações do agente com relação ao total. Dessa forma é calculado o montante de energia de direito do agente, conforme seguinte equação:

$$MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx} = (SOB\_EN\_TEMP_{x,rx} - DFCT\_EN\_TEMP_{x,rx}) * F\_SOB\_EN_{a,x,rx}$$

Onde:

$MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx}$  é o Montante de Energia Nova Preliminar de direito do agente, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_TEMP_{x,rx}$  é a Sobra Total Temporária de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_TEMP_{x,rx}$  é o Déficit Total Temporário de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$F\_SOB\_EN_{a,x,rx}$  é o Fator de Sobras Iniciais de Energia Nova, do perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

127. O fator de rateio de sobras iniciais é determinado conforme a declaração de distribuidor, com relação ao total de declarações, conforme seguinte equação:

$$F\_SOB\_EN_{a,x,rx} = \frac{SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}}{\sum_a SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}}$$

Onde:

$F\_SOB\_EN_{a,x,rx}$  é o Fator de Sobras Iniciais de Energia Nova, do perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

128. Assim, para determinação das cessões cedidas compulsoriamente será calculada a diferença entre o montante de sobra atualizado e o montante de energia preliminar que o agente tem direito:

$$CEN\_C\_COMP_{ad,x,rx} = \max\left(0; (SOB\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx} - MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx})\right)$$

Onde:

$CEN\_C\_COMP_{ad,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx}$  é a Sobra Temporária de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx}$  é o Montante de Energia Nova Preliminar de direito do agente, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

129. Já para determinação das cessões recebidas compulsoriamente será calculada a diferença entre o montante de energia preliminar e a sobra temporária, ou a soma dos déficits temporários com o montante de energia preliminar, conforme o caso, de acordo com a seguinte equação:

*Para distribuidoras que possuem sobras temporárias:*

$$CEN\_R\_COMP_{a,x,rx} = \max \left( 0; \left( MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx} - SOB\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx} \right) \right)$$

*Para as demais distribuidoras:*

$$CEN\_R\_COMP_{a,x,rx} = DFCT\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx} + MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx}$$

Onde:

$CEN\_R\_COMP_{a,x,rx}$  é a Quantidade Recebida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx}$  é o Montante de Energia Nova Preliminar de direito do agente, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx}$  é a Sobra Temporária de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS\_TEMP_{a,x,rx}$  é o Déficit Temporário de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

130. A Quantidade Cedida devido aos déficits compulsórios, da distribuidora cedente para cada distribuidora cessionária, é definida pela quantidade cedida rateada pelo fator de proporção da quantidade de cessão recebida, conforme a seguinte expressão:

$$CEN\_COMP_{ad,ar,x,rx} = CEN\_C\_COMP_{ad,x,rx} * F\_CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx}$$

Onde:

$CEN\_COMP_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$CEN\_C\_COMP_{a,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$F\_CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx}$  é a Proporção da Quantidade de Cessão recebida em relação ao total de cessões recebidas devido aos déficits compulsórios, em seu perfil de agente cessionário “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

- 130.1. Para determinação da relação entre os cedentes e cessionários é determinada a proporção da quantidade recebida de um determinado distribuidor, com relação aos demais, conforme seguinte equação:

$$F\_CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx} = \frac{CEN\_R\_COMP_{a,x,rx}}{\sum_{ar} CEN\_R\_COMP_{a,x,rx}}$$

Onde:

$F\_CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx}$  é a Proporção da Quantidade de Cessão recebida em relação ao total de cessões recebidas devido aos déficits compulsórios, em seu perfil de agente cessionário “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$CEN\_R\_COMP_{a,x,rx}$  é a Quantidade Recebida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

### Definição dos Montantes Cedidos devidos aos Déficits Originais

131. Após a aplicação das reduções é possível definir as sobras atualizadas, uma vez que os déficits compulsórios já foram compensados na etapa anterior, sendo necessário compensar os déficits originais.

- 131.1. Para o processamento que preveja mais de uma rodada, os montantes cedidos aos déficits originais serão definidos apenas na primeira rodada “rx”, uma vez que as posições serão impactadas somente pelas ofertas de redução de energia nas rodadas seguintes, sendo essas posições equilibradas pelas cessões compulsórias.

132. As sobras devem ser atualizadas sendo equivalente ao montante de energia preliminar que o agente tem direito, quando houver oferta de redução contratual, conforme seguinte equação:

$$SOB\_EN\_DIS\_ATUAL_{a,x,rx} = MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx}$$

$$rx = 1$$

Onde:

$SOB\_EN\_DIS\_ATUAL_{r,x}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora Cessionária Atualizado, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$MONT\_EN\_PRE_{a,x,rx}$  é o Montante de Energia Nova Preliminar de direito do agente, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

#### Importante:

O Montante de Energia Nova Preliminar de direito do agente ( $MONT\_EN\_PRE_{a,x}$ ) sobre o qual o agente tem direito será igual a declaração de sobras ( $SOB\_EN\_DIS_{a,x}$ ), caso não haja oferta de redução.

133. A sobra total de energia nova é determinada pela soma das sobras de todas as distribuidoras atualizadas, conforme expressão:

$$SOB\_EN_{x,rx} = \sum_a SOB\_EN\_DIS\_ATUAL_{a,x,rx}$$

$$rx = 1$$

Onde:

$SOB\_EN_{x,rx}$  é a Sobra Total de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS\_ATUAL_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora Cessionária Atualizada, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

134. O déficit total de energia nova é determinado pelos déficits originais declarados pelas distribuidoras, conforme expressão:

$$DFCT\_EN_{x,rx} = \sum_a DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}$$

$$rx = 1$$

Onde:

$DFCT\_EN_{x,rx}$  é a Déficit Total de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é o Déficit de Energia Nova da Distribuidora Cessionária, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

135. Uma vez estipuladas as quantidades totais de sobras e déficits de energia nova, verifica-se a proporção de utilização das sobras para o atendimento dos déficits, conforme expressão:

$$F\_USOB_{x,rx} = \min\left(1; \frac{DFCT\_EN_{x,rx}}{SOB\_EN_{x,rx}}\right)$$

$$rx = 1$$

Onde:

$F\_USOB_{x,rx}$  é o Fator de Utilização das Sobras para Atendimento aos Déficits de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN_{x,rx}$  é o Déficit Total de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN_{x,rx}$  é a Sobra Total de Contratos de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

136. Logo, a Quantidade Total Cedida, devido aos déficits originais de cada distribuidora cedente, é definida pela aplicação do fator de compensação entre sobras e déficits atualizados, na sobra atual da distribuidora, conforme a seguinte expressão:

$$CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx} = SOB\_EN\_DIS\_ATUAL_{a,x,rx} * F\_USOB_{x,rx}$$

$$a = ad$$

$$rx = 1$$

Onde:

$CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$SOB\_EN\_DIS\_ATUAL_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora Cessionária Atualizada, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$F\_USOB_{x,rx}$  é o Fator de Utilização das Sobras para Atendimento dos Déficit de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

137. A quantidade a ser recebida das distribuidoras que declaram déficits é determinada de acordo com a redução, rateando a quantidade total cedida pela proporção do déficit de cada distribuidora, conforme a seguinte expressão:

$$CEN\_R\_ORI_{ar,x,rx} = \left( \sum_{ad} CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx} \right) * F\_DFCT\_DIS_{ar,x,rx}$$

$rx = 1$

Onde:

$CEN\_R\_ORI_{ar,x,rx}$  é a Quantidade Recebida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$F\_DFCT\_DIS_{ar,x,rx}$  é a Proporção do Déficit Declarado pela Distribuidora Cessionária em relação ao Déficit Total, em seu perfil de agente cessionário “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

- 137.1. Com a finalidade de apurar a quantidade cedida da distribuidora cedente para cada distribuidora cessionária, é necessário verificar a proporção da declaração de déficit de cada distribuidora cessionária em relação ao total do déficit declarado por todas as distribuidoras, conforme expressão a seguir:

$$F\_DFCT\_DIS_{ar,x,rx} = \frac{DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}}{DFCT\_EN_{x,rx}}$$

$a = ar$

$rx = 1$

Onde:

$F\_DFCT\_DIS_{ar,x,rx}$  é a Proporção do Déficit Declarado pela Distribuidora Cessionária em relação ao Déficit Total, em seu perfil de agente cessionário “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$DFCT\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é o Déficit de Energia Nova da Distribuidora Cessionária, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

DFCT\_EN<sub>x,rx</sub> é o Déficit Total de Energia Nova no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

138. A Quantidade Cedida devido aos déficits originais, da distribuidora cedente para cada distribuidora cessionária, é definida pela quantidade cedida rateada pelo fator de proporção da quantidade de cessão recebida, conforme a seguinte expressão:

$$CEN\_ORI_{ad,ar,x,rx} = CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx} * F\_CEN\_R\_ORI_{ar,x,rx}$$

$$rx = 1$$

Onde:

CEN\_ORI<sub>ad,ar,x,rx</sub> é a Quantidade Cedida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

CEN\_C\_ORI<sub>ad,x,rx</sub> é a Quantidade Cedida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

F\_CEN\_R\_ORI<sub>ar,x,rx</sub> é a Proporção da quantidade de cessão recebida em relação ao total de cessões recebidas devido aos déficits originais, em seu perfil de agente cessionário “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

- 138.1. Para determinação da relação entre os cedentes e cessionários é apurada a proporção da quantidade recebida de um determinado distribuidor, com relação aos demais:

$$F\_CEN\_R\_ORI_{ar,x,rx} = \frac{CEN\_R\_ORI_{ar,x,rx}}{\sum_{ar} CEN\_R\_ORI_{ar,x,rx}}$$

$$rx = 1$$

Onde:

F\_CEN\_R\_ORI<sub>ar,x,rx</sub> é a Proporção da quantidade de cessão recebida em relação ao total de cessões recebidas devido aos déficits originais, em seu perfil de agente cessionário “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

CEN\_R\_ORI<sub>ar,x,rx</sub> é a Quantidade Recebida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

#### 2.4.5. Determinação dos valores atualizados de sobras para o processamento da rodada seguinte

139. Para o processamento que ocorre imediatamente após o leilão A-1 poderão ocorrer rodadas sucessivas de apuração de sobras passíveis de cessão, efetivação da oferta de redução contratual e trocas compulsórias, caso ainda existam sobras ao final do processamento.
140. Dessa forma, é necessário apurar o balanço total das distribuidoras que declaram sobras após a oferta de redução e montantes cedidos devido as sobras originais, além dos montantes cedidos ou recebidos devido as cessões compulsórias:

*Na primeira rodada:*

$$SOB\_EN\_DIS\_PRE_{a,x,rx+1} = \max \left( 0; \left( SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx} - CEN\_C\_COMP_{ad,x,rx} + CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx} - CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx} \right) \right)$$

Na demais rodadas:

$$SOB\_EN\_DIS\_PRE_{a,x,rx+1} = \max \left( 0; \left( SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx} - MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx} - CEN\_C\_COMP_{ad,x,rx} + CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx} \right) \right)$$

Onde:

$SOB\_EN\_DIS\_PRE_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova passível de Cessão Limitada pelo Portfólio Passíveis de Cessão Preliminar, em seu perfil de agente "a", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$SOB\_EN\_DIS_{a,x,rx}$  é a Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente "a", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$MONT\_RED\_MRC_{a,x,rx}$  é o Montante de Redução proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado em seu perfil de agente "a", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$CEN\_C\_COMP_{ad,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora cedente "ad", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$CEN\_R\_COMP_{ar,x,rx}$  é a Quantidade Recebida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora cessionária "ar", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$CEN\_C\_ORI_{ad,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cedente "ad", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

141. A Quantidade Cedida de cada distribuidora cedente para cada distribuidora cessionária é determinada pela soma das cessões compulsórias e as cessões devidas aos déficits originais, conforme a seguinte expressão:

$$CEN_{ad,ar,x,rx} = CEN\_ORI_{ad,ar,x,rx} + CEN\_COMP_{ad,ar,x,rx} + ADDC\_CEN_{ad,ar,x,rx}$$

Onde:

$CEN_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente "ad", para o perfil de agente da distribuidora cessionária "ar", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$CEN\_COMP_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits compulsórios do perfil de agente da distribuidora cedente "ad", para o perfil de agente da distribuidora cessionária "ar", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

$CEN\_ORI_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida devido aos déficits originais do perfil de agente da distribuidora cedente "ad", para o perfil de agente da distribuidora cessionária "ar", no processamento do MCSD "x", na rodada "rx"

ADDC\_CEN<sub>ad,ar,x,rx</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

#### 2.4.6. Definição Mensal do Portfólio dos Contratos de Cessão

142. A formação do Contratos de Cessão será obtida a partir do portfólio dos contratos passíveis de cessão do cedente mês a mês, sendo priorizados os contratos por quantidade.
143. Dessa forma se faz necessária a apuração dos montantes dos contratos por quantidade que fazem parte do portfólio da distribuidora cedente, conforme seguinte expressão:

$$TOT\_EN\_PPC\_QUANT_{a,s,m} = \sum_{\substack{e \in S \\ e \in ECA \\ e \in CCEAR\_Q \\ e \in MCSD\_EN\_M}} QM_{e,m}$$

Onde:

TOT\_EN\_PPC\_QUANT<sub>a,s,m</sub> é o Total de Contratos de Energia Nova por Quantidade da Distribuidora do Portfólio Passível de Cessão na modalidade Quantidade do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” e o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“MCSD\_EN\_M” é o conjunto de contratos que são passíveis de cessão para o MCSD de Energia Nova, ou seja, sem considerar os contratos que possuem alguma das restrições impostas no cálculo das sobras passíveis de cessão, verificados no mês de apuração “m”

“CCEAR\_Q” é o conjunto de contratos CCEAR por Quantidade

144. De maneira análoga, é necessário obter os valores referente aos contratos por disponibilidade que são passíveis de cessão, conforme seguinte expressão:

$$TOT\_EN\_PPC\_DISP_{a,s,m} = \sum_{\substack{e \in S \\ e \in ECA \\ e \in CCEAR\_D \\ e \in MCSD\_EN\_M}} QM_{e,m}$$

Onde:

TOT\_EN\_PPC\_DISP<sub>a,s,m</sub> é o Total de Contratos de Energia Nova por Disponibilidade da Distribuidora do Portfólio Passível de Cessão na modalidade Disponibilidade do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

QM<sub>e,m</sub> é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” e o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“MCSD\_EN\_M” é o conjunto de contratos que são passíveis de cessão para o MCSD de Energia Nova, ou seja, sem considerar os contratos que possuem alguma das restrições

impostas no cálculo das sobras passíveis de cessão, verificados no mês de apuração “m”

“CCEAR\_D” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade

145. O Total de Cessão de Energia Nova do agente cedente é a energia total a ser alocada aos cessionários contrapartes nas cessões de CCEAR válidas no mês de referência. Esse montante é determinado pelas cessões realizadas em todos os processamentos do MCSD de Energia nova com vigência no mês de apuração, conforme a equação:

$$TOT\_CEN_{ad,m} = \sum_{\substack{x^* \\ rx^*}} \sum_{ar} CEN_{ad,ar,x^*,rx^*} * M\_HORAS_m$$

$$a = ad$$

Onde:

TOT\_CEN<sub>ad,m</sub> é o Total de Cessão de Energia Nova do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

CEN<sub>ad,ar,x,rx</sub> é a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

rx\* são rodadas cujas cessões são válidas no mês de referência “m”

x\* são os processamentos “x”, incluindo aquele realizado no próprio mês

146. A determinação do montante a ser alocado para o contrato de cessão de CCEAR prioriza os contratos por quantidade do agente cedente. Dessa forma, para determinação dos montantes que serão baseados nos contratos por quantidade do portfólio da distribuidora cedente, será apurado o menor valor entre o montante disponível para cessão e o montante disponível nessa modalidade, conforme seguinte equação:

$$TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m} = \min \left( TOT\_CEN_{ad,m}; \sum_s TOT\_EN\_PPC\_QUANT_{a,s,m} \right)$$

$$a = ad$$

Onde:

TOT\_CEN\_QUANT<sub>ad,m</sub> é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

TOT\_CEN<sub>ad,m</sub> é o Total de Cessão de Energia Nova do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

TOT\_EN\_PPC\_QUANT<sub>a,s,m</sub> é o Total de Contratos de Energia Nova por Quantidade da Distribuidora do Portfólio Passível de Cessão na modalidade Quantidade do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

147. Para determinação dos montantes que serão baseados nos contratos por disponibilidade será apurado o montante que não foi coberto pelos contratos por quantidade, conforme seguinte equação:

$$TOT\_CEN\_DISP_{ad,m} = \min \left( TOT\_CEN_{ad,m} - TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}; \sum_s TOT\_EN\_PPC\_DISP_{a,s,m} \right)$$

Onde:

$TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_CEN_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EN\_PPC\_DISP_{a,s,m}$  é o Total de Contratos de Energia Nova por Disponibilidade da Distribuidora do Portfólio Passível de Cessão na modalidade Disponibilidade do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

148. Assim, será apurado o fator que representará o quanto das cessões serão originadas pelos contratos por quantidade, conforme seguinte equação:

$$F\_TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m} = \frac{TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}}{TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m} + TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}}$$

Onde:

$F\_TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}$  é o Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

149. De maneira análoga, será apurado o fator para os contratos por disponibilidade, conforme seguinte equação:

$$F\_TOT\_CEN\_DISP_{ad,m} = \frac{TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}}{TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m} + TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}}$$

Onde:

$F\_TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}$  é o Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}$  é o Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

150. Entretanto, devido à necessidade de segregar as trocas por submercado de maneira a respeitar o registro do contrato original, é determinada a cessão da distribuidora cedente, considerando tal separação. A Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade é definida conforme a seguinte expressão:

*Para os contratos “e” válidos no mês de processamento “m”*

$$CEN\_SUB\_QUANT_{e,m} = CEN_{ad,ar,x,rx} * F\_ECT\_EN\_SUB\_QUANT_{ad,s,m} * F\_TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}$$

Onde:

$CEN\_SUB\_QUANT_{e,m}$  é a Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”

$CEN_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$F\_ECT\_EN\_SUB\_QUANT_{ad,s,m}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

$F\_TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m}$  é o Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

- 150.1. A proporção de cada submercado, no portfólio passível de cessão dos contratos por quantidade de cada distribuidora cedente, é determinado conforme a seguinte equação:

$$F\_ECT\_EN\_SUB\_QUANT_{ad,s,m} = \frac{TOT\_EN\_PPC\_QUANT_{a,s,m}}{\sum_s TOT\_EN\_PPC\_QUANT_{a,s,m}}$$

Onde:

$F\_ECT\_EN\_SUB\_QUANT_{ad,s,m}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EN\_PPC\_QUANT_{a,s,m}$  é o Total de Contratos de Energia Nova por Quantidade da Distribuidora do Portfólio Passível de Cessão na modalidade Quantidade do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

151. Da mesma forma, deve ser verificada a proporção dos contratos por disponibilidade, em cada submercado para todas as cessões, conforme a seguinte expressão:

*Para os contratos “e” válidos no mês de processamento “m”*

$$CEN\_SUB\_DISP_{e,m} = CEN_{ad,ar,x,rx} * F\_ECT\_EN\_SUB\_DISP_{ad,s,m} * F\_TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}$$

Onde:

$CEN\_SUB\_DISP_{e,m}$  é a Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Disponibilidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”

$CEN_{ad,ar,x,rx}$  é a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

$F\_ECT\_EN\_SUB\_DISP_{ad,s,m}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova por Submercado na modalidade Disponibilidade do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

$F\_TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}$  é o Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

“e” é o contrato de cessão de CCEAR gerado no processamento “x” na rodada “rx”, entre as distribuidoras “ad” e “ar”, registrado no submercado “s”

- 151.1. A proporção de cada submercado, no portfólio total passível de cessão dos contratos por disponibilidade de cada distribuidora cedente, é determinado conforme a seguinte equação:

$$F\_ECT\_EN\_SUB\_DISP_{ad,s,m} = \frac{TOT\_EN\_PPC\_DISP_{a,s,m}}{\sum_s TOT\_EN\_PPC\_DISP_{a,s,m}}$$

Onde:

$F\_ECT\_EN\_SUB\_DISP_{ad,s,m}$  é a Energia Contratual Total de Energia Nova por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente da distribuidora cedente “ad” no submercado “s”, no mês de apuração “m”

$TOT\_EN\_PPC\_DISP_{a,s,m}$  é o Total de Contratos de Energia Nova por Disponibilidade da Distribuidora do Portfólio Passível de Cessão na modalidade Disponibilidade do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no mês de apuração “m”

152. Por fim, a quantidade mensal do contrato de cessão é determinada pela soma das quantidades associadas aos contratos por quantidade e por disponibilidade, conforme a seguinte expressão:

$$QM_{e,m} = (CEN\_SUB\_QUANT_{e,m} + CEN\_SUB\_DISP_{e,m}) * M\_HORAS_m$$

Onde:

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”

$CEN\_SUB\_QUANT_{e,m}$  é a Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”

$CEN\_SUB\_DISP_{e,m}$  é a Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Disponibilidade do perfil de agente do contrato de cessão de CCEAR “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

**Importante:**

Caso não exista, no portfólio da distribuidora cedente, contratos de energia nova passíveis de cessão, a quantidade do contrato  $QM_{e,m}$ , considerará a divisão igualitária entre os quatros submercados dos valores de  $CEN_{ad,ar,x,rx}$ .

**2.4.7. Dados de Entrada do MCSD de Energia Nova**

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Quantidade Cedida de cada Contrato</b>	
<b>ADDC_CEN<sub>ad,ar,x,rx</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Quantidade Cedida do perfil de agente da distribuidora cedente “ad”, para o perfil de agente da distribuidora cessionária “ar”, no processamento do MCSD “x, na rodada “rx”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Determinação da Energia Contratual Total de Energia Nova</b>	
<b>ADDC_ECT_EN<sub>e,a,x,rx</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Determinação da Energia Contratual Total de Energia Nova relativo ao contrato “e”, no perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>
<b>Índice de Custo Benefício atualizado</b>	
<b>ICB_A<sub>p,t,l,e,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> R\$/MWh</p> <p><b>Fornecedor</b> Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR</p>

	(Atualização do Índice de Custo Benefício)	
	Valores Possíveis Positivos	
<b>Preço de Venda do CCEAR</b>		
<b>PV_CCEAR<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Preço de Venda do CCEAR da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova, Fontes Alternativas e Projetos Estruturantes)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Número de Horas da Vigência das Cessões</b>		
<b>HMCS D_EN<sub>x</sub></b>	Descrição	Número de Horas da Vigência das Cessões que Serão Geradas no Processamento do MCS D “x”
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante Médio Contratado</b>		
<b>MMC<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Montante Médio Contratado “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F_DECL_OF<sub>p,t,l,x,rx</sub></b>	<b>Fator Declarado de Oferta de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado</b>	

Descrição	Fator Declarado de Oferta de Redução Contratual proveniente do Mecanismo de Redução Centralizado vinculados à parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no processamento “x”, na rodada “rx”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Agentes
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Anual do Contrato

QA <sub>e,f</sub>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato “e” no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Sazonalizada do Contrato

QM <sub>e,m</sub>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Sazonalização de CCEARs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Sobra de Energia Nova da Distribuidora Declarada

SOB_EN_DIS_DECL <sub>a,x</sub>	Descrição	Sobra de Energia Nova da Distribuidora, em seu perfil de agente “a”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWm
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Índice de Custo Benefício atualizado

ICB_A <sub>p,t,l,e</sub>	Descrição	Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização do Índice de Custo Benefício)

Valores  
Possíveis                      Positivos

#### 2.4.8. Dados de Saída do MCSD de Energia Nova

<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade</b>		
<b>F_TOT_CEN_DISP<sub>ad,m</sub></b>	Descrição	Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Cedida por Submercado na modalidade Quantidade</b>		
<b>F_TOT_CEN_QUANT<sub>ad,m</sub></b>	Descrição	Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Anexos

#### 3.1. ANEXO I – Determinação de Preços dos CCEARs

##### Objetivo:

Atualizar os preços dos CCEARs que serão utilizados na apuração dos valores a liquidar do MCSD.

##### Contexto:

As cessões decorrentes do MCSD são valoradas ao preço de venda do agente cedente no CCEAR resultante do leilão. Os agentes cessionários efetuam os pagamentos devidos de acordo com esse preço, que é atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A [Figura 46](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

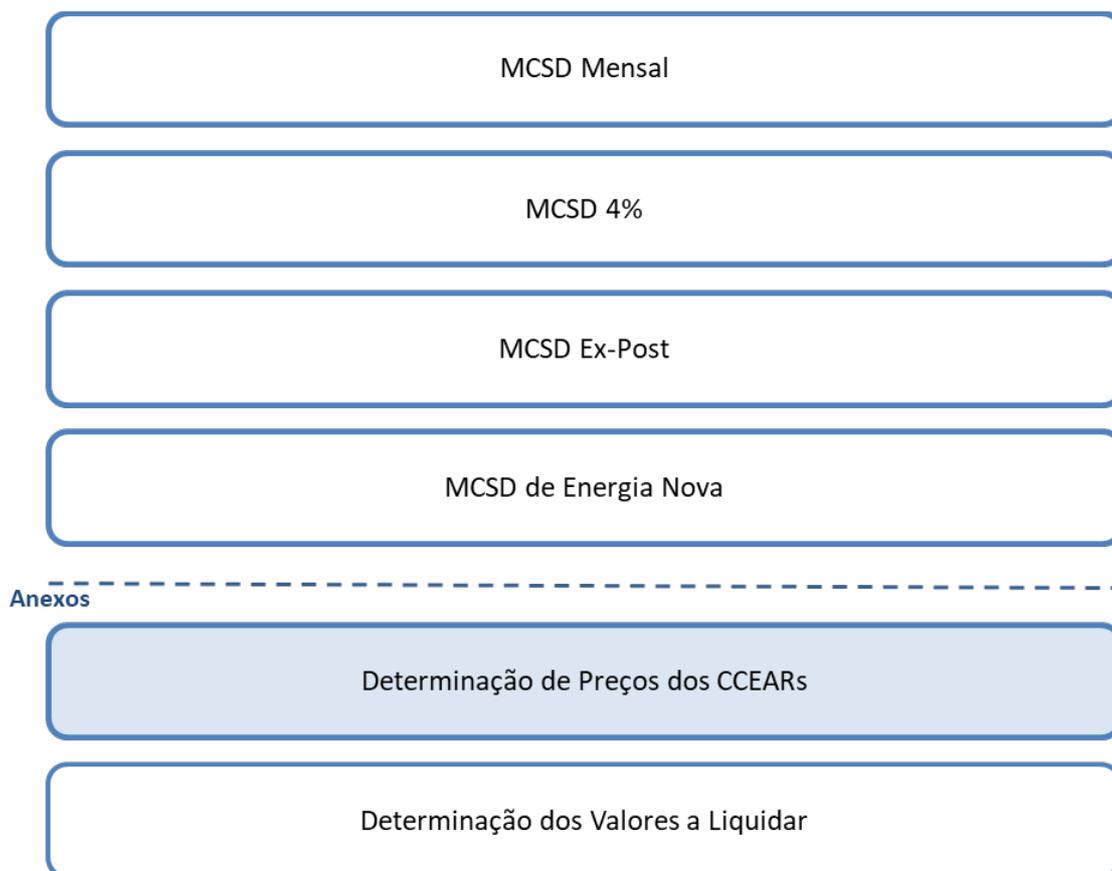


Figura 46: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

### 3.1.1. Detalhamento do cálculo de preços dos CCEARs

O objetivo deste anexo é realizar os cálculos dos preços que serão utilizados na liquidação do MCSD.

Nesta etapa, determina-se o índice consolidado para a atualização monetária com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), atendendo as seguintes premissas:

Para os Leilões de Energia Existente anteriores ao ano de 2011 a atualização ocorrerá somente na data-base do reajuste tarifário do agente cedente, respeitando-se o prazo mínimo de 12 meses contados a partir do mês subsequente ao mês de realização do leilão.

Para os Leilões de Energia Existente a partir de 2011, inclusive, a atualização ocorrerá anualmente no mês definido do CCEAR (~~Tabela 1~~ [Tabela 1](#)), respeitando-se o prazo mínimo de 12 meses contados a partir do mês subsequente ao mês de realização do leilão.

Leilão	Mês de Atualização
Leilões realizados antes de 2011	mês de reajuste tarifário do agente distribuição comprador
13º Leilão de Energia Existente	Maio
Demais Leilões	Janeiro

Tabela 1: Mês de referência de atualização definido no CCEAR

153. Após 12 meses contados a partir do mês subsequente ao mês de realização do leilão, o Índice Consolidado para a Atualização Monetária de CCEAR é obtido de acordo com as equações a seguir:

153.1. O cálculo do índice é realizado mensalmente, e aplicado conforme atualização do CCEAR:

$$IPCA_{C_{e,m}} = \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mt}}$$

Onde:

$IPCA_{C_{e,m}}$  é o Índice Consolidado para a Atualização Monetária de CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

$NIPCA_m$  é o Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“mt” é o mês de realização do leilão

154. O Preço do CCEAR Atualizado é obtido de acordo com as seguintes equações:

154.1. Se não se passaram 12 meses, contados a partir do mês subsequente ao mês de realização do leilão, o Preço do CCEAR Atualizado é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PFAT_{CCEAR_{e,m}} = PRECO_{CCEAR_{e,m}}$$

Onde:

$PFAT_{CCEAR_{e,m}}$  é o Preço do CCEAR Atualizado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

$PRECO_{CCEAR_{e,m}}$  é o Preço do CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

154.2. Passados 12 meses, contados a partir do mês subsequente ao mês de realização do leilão, o Preço do CCEAR Atualizado é obtido de acordo com as seguintes equações:

154.2.1. Para Leilões que ocorreram antes de 2011, a atualização será realizada no mês de reajuste tarifário do agente de distribuição comprador:

Se o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário do agente de distribuição comprador:

$$PFAT_{CCEAR_{e,m}} = PRECO_{CCEAR_{e,m}} * IPCA_{C_{e,m}}$$

*Caso contrário:*

$$PFAT\_CCEAR_{e,m} = PFAT\_CCEAR_{e,m-1}$$

Onde:

PFAT\_CCEAR<sub>e,m</sub> é o Preço do CCEAR Atualizado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

PRECO\_CCEAR<sub>e,m</sub> é o Preço do CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

IPCA\_C<sub>e,m</sub> é o Índice Consolidado para a Atualização Monetária de CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

154.3. Para Leilões que ocorreram a partir de 2011, inclusive, para leilões que contenham a previsão de atualização, a mesma será realizada anualmente no mês definido em cada CCEAR:

*Se o mês de apuração for o mês de referência para atualização definido no CCEAR (Tabela 1Tabela-1):*

$$PFAT\_CCEAR_{e,m} = PRECO\_CCEAR_{e,m} * IPCA\_C_{e,m}$$

*Caso contrário:*

$$PFAT\_CCEAR_{e,m} = PFAT\_CCEAR_{e,m-1}$$

Onde:

PFAT\_CCEAR<sub>e,m</sub> é o Preço do CCEAR Atualizado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

PRECO\_CCEAR<sub>e,m</sub> é o Preço do CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

IPCA\_C<sub>e,m</sub> é o Índice Consolidado para a Atualização Monetária de CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

154.3.1. Para os contratos que não tenham atualização do preço da energia durante a sua vigência:

$$PFAT\_CCEAR_{e,m} = PRECO\_CCEAR_{e,m}$$

Onde:

PFAT\_CCEAR<sub>e,m</sub> é o Preço do CCEAR Atualizado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

PRECO\_CCEAR<sub>e,m</sub> é o Preço do CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

155. O Preço do CCEAR Atualização Ajustado é obtido de acordo com a seguinte equação:

*Se o Leilão ocorreu antes de 2011 e o mês de apuração for igual ao mês de reajuste tarifário do agente de distribuição comprador e passados 12 meses contados a partir do mês subsequente ao mês de realização do leilão:*

$$APFAT\_CCEAR_{e,m} = \frac{(PFAT\_CCEAR_{e,m-1} * \sum_{d \in DATR} DIAS_d) + (PFAT\_CCEAR_{e,m} * \sum_{d \in DAPR} DIAS_d)}{\sum_{d \in m} DIAS_d}$$

*Caso contrário:*

$$APFAT\_CCEAR_{e,m} = PFAT\_CCEAR_{e,m}$$

Onde:

APFAT\_CCEAR<sub>m</sub> é o Preço do CCEAR Atualizado Ajustado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

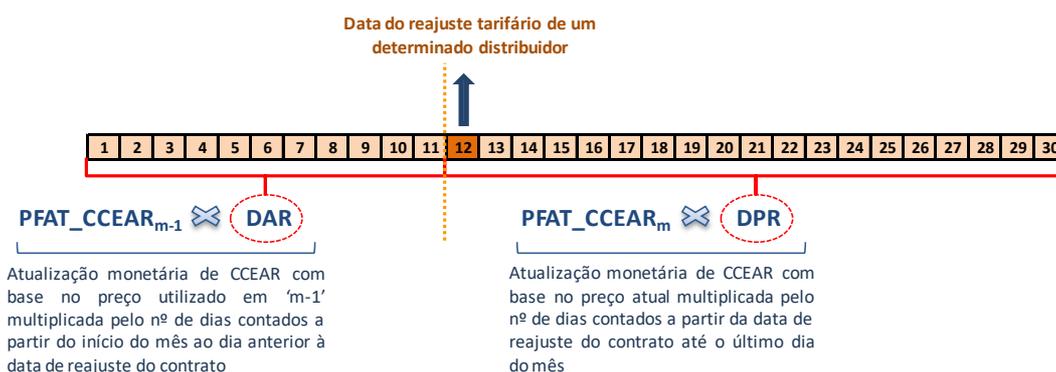
PFAT\_CCEAR<sub>m</sub> é o Preço do CCEAR Atualizado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”

DIAS<sub>d</sub> refere-se ao dia do mês de reajuste tarifário da distribuidora compradora

“DATR” é o conjunto de dias compreendidos entre o primeiro dia do mês até a data de reajuste do contrato “e”, no mês de apuração, “m”

### Representação Gráfica

Para o mês em que ocorrer o reajuste tarifário do agente cedente, é necessário considerar a data deste reajuste como parâmetro na atualização dos preços que serão utilizados na apuração do mês em questão. Ou seja, a partir do início do mês até o dia anterior à data de reajuste, utiliza-se o preço do mês anterior; para os dias a partir da data de reajuste do contrato, utiliza-se o preço já atualizado,



conforme ilustra a Figura 47:

*Figura 47: Atualização monetária de CCEAR*

### 3.1.2. Dados de Entrada do Anexo I – Cálculo de Preços dos CCEARs

Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	<b>Descrição</b>	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	n.a.
	<b>Fornecedor</b>	IBGE
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos
<b>PRECO_CCEAR<sub>e,m</sub></b>	<b>Preço do CCEAR</b>	

Descrição	Preço do CCEAR, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”
Unidade	R\$/MWh
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.3. Dados de Saída do Anexo I – Cálculo de Preços dos CCEARs

Preço do CCEAR Atualizado Ajustado		
APFAT_CCEAR <sub>e,m</sub>	Descrição	Preço do CCEAR Atualizado Ajustado, do contrato “e”, para cada mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2. ANEXO II – Determinação dos Valores a Liquidar

#### Objetivo:

Calcular os pagamentos e recebimentos decorrentes das cessões dos MCSDs.

#### Contexto:

Dado o grande volume de CCEARs envolvidos nos diversos processamentos do MCSD, a CCEE centraliza a apuração e liquidação financeira decorrentes desses processamentos, com o objetivo de facilitar a gestão dos pagamentos e recebimentos por parte dos agentes envolvidos. A [Figura 48](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

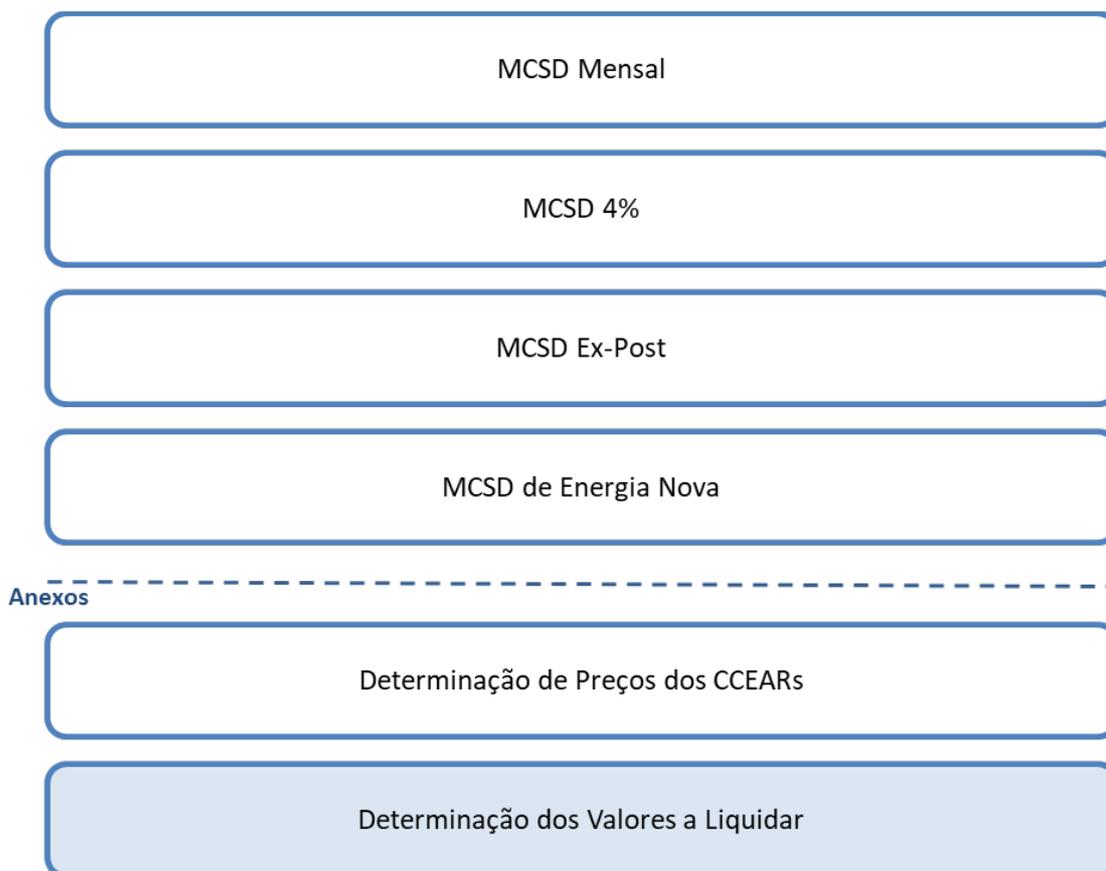


Figura 48: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD”

### 3.2.1. Detalhamento do Cálculo dos Valores a Liquidar Relativos ao MCSD de Energia Existente

Esta seção é responsável por determinar os pagamentos e recebimentos decorrentes das cessões geradas pelos diversos processamentos do MCSD.

Somente as cessões geradas cujos termos estão assinados serão consideradas para fins da quantidade das cessões mensais.

#### Determinação de Valores a Liquidar das Cessões de Anos Anteriores

Esta etapa considera as compensações processadas em anos anteriores ao ano corrente, respeitando a sazonalização declarada, em dezembro de cada ano, pelo agente cessionário. Isso significa que, após o recebimento das sobras, para os anos seguintes ao de processamento, o agente cessionário tem a liberdade de sazonalizá-las em comum acordo com o agente vendedor.

156. A Quantidade das Cessões Mensais Passadas de CCEAR referente ao MCSD Mensal, ou ainda da extinta modalidade Trocas Livres, é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QMP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} = \sum_{x \in FANT} COMPH\_RRG_{ed,er,s,t,l,x} * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$QMP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade das Cessões Mensais Passadas de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$COMP\_RRG_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“FANT” execuções do MCSD “x”, realizadas em anos anteriores ao ano de apuração “f”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### Importante:

A apuração da Quantidade de Cessões Mensais Passadas de CCEARs referente ao MCSD Mensal ou Troca Livres somente considerará as Cessões cujos termos contratuais de cessão tenham sido assinados pelos Agentes envolvidos.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

157. A Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referente ao MCSD 4% é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QAP4\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} = \sum_{x \in FANT} COMP\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,f,x,x} * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$QAP4\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR do contrato onde agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$COMPA\_RRG\_4_{ed,er,s,t,l,x}$  é a Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato donde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

“FANT” execuções do MCSD “x”, realizadas em anos anteriores ao ano de apuração “f”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### Importante:

A apuração da Quantidade de Cessões Anuais Passadas de CCEARs referente ao MCSD 4% somente considerará as Cessões cujos termos contratuais de cessão tenham sido assinados pelos Agentes envolvidos.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

158. A Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referente ao MCSD Itaipu é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QAPIT\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} = \sum_{x \in FANT} COMPA\_RRG\_IT_{ed,er,s,t,l,x} * \sum_{m \in f} M\_HORAS_m$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$QAPIT\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referentes ao MCSD Itaipu do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”,

para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

COMPARRG<sub>IT<sub>ed,e,s,t,l,x</sub></sub> é a Compensação Anual referente a Alteração das Cotas de Itaipu entre Agentes pelo contrato do agente cedente “ed”, pelo o contrato do agente cessionário “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m” “FANT” execuções do MCSD “x”, realizadas em anos anteriores ao ano de apuração “f”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### Importante:

A apuração da Quantidade de Cessões Anuais Passadas de CCEARs referente ao MCSD Itaipu somente considerará as Cessões cujos termos contratuais de cessão tenham sido assinados pelos Agentes envolvidos.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

159. A Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referente a todas as modalidades de MCSD é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} = QMP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} + QAP4\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} + QAPIT\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

QTP\_CCEAR<sub>ed,er,s,t,l,m</sub> é a Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QMP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade das Cessões Mensais Passadas de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QAP4\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR do contrato onde agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$QAPIT\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referentes ao MCSD Itaipu do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### Importante:

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

As reduções bilaterais, conforme regulamentação específica, no âmbito da REN nº 711/2016 que impactarem contratos que receberam cessão de processamentos do MCSD, reduzem os montantes a liquidar na mesma proporção da redução dos montantes contratuais.

160. O Fator de Sazonalização para Liquidação é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$FSAZ\_FAT_{e,m} = \frac{QM_{e,m}}{\sum_{m \in f} QM_{e,m}}$$

Onde:

$FSAZ\_FAT_{e,m}$  é o Fator de Sazonalização para Liquidação do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

**Importante:**

O fator de sazonalização será calculado para cada CCEAR do agente cessionário uma única vez ao ano antes do processamento do MCSD de janeiro.

O contrato "e" se refere aos CCEARs de energia existente por quantidade que foram objeto de cessão.

161. A Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR Sazonalizadas é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m} = QTP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m} * FSAZ\_FAT_{e,m}$$

$$er = e$$

$$\forall e \in ERGARQ$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

Onde:

$QTP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR Sazonalizadas do contrato onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QTP\_CCEAR_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$FSAZ\_FAT_{e,m}$  é o Fator de Sazonalização para Liquidação do contrato "e", no mês de apuração "m"

"ERGARQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ar"

"ERGADQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ed" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente nas modalidades por disponibilidade, oriundos de leilões realizados de 2019 em diante, e por quantidade, entre o agente comprador "ad" e o agente vendedor "av", cujo lastro é dado pela usina "p"

"er" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ar" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

**Importante:**

O objetivo desta equação é distribuir o total de sobras recebidas de todas as modalidades do MCSD em cada mês do ano em apuração, conforme o perfil de sazonalização do agente cessionário, pré-acordado com o agente vendedor antes da contabilização de janeiro do ano em questão.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

162. O Valor a Liquidar por Contrato da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR é obtido por meio da valoração da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR Sazonalizadas pelo Preço do CCEAR Atualizado Ajustado:

$$FQTP\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m} = QTP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m} * APFAT\_CCEAR_{e,m}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$FQTP\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar por Contrato da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QTP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR Sazonalizadas do contrato onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$APFAT\_CCEAR_{e,m}$  é o Preço do CCEAR Atualizado Ajustado, do contrato "e", para cada mês de apuração "m"

"ERGADQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ERGARQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ar"

"ed" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ad" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

"er" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ar" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

**Importante:**

Esta equação é responsável pela precificação da variável QTP\_SAZ, determinando o valor que o agente cessionário pagará pelo recebimento das sobras de cada contrato em cada mês de apuração.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

163. O Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$FQTP\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m} = \sum_{ed \in ERGADQ} \sum_{er \in ERGARQ} (FQTP\_CCEAR_{E_{ed,er,s,t,l,m}})$$

Onde:

$FQTP\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente "ad", para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$FQTP\_CCEAR_{E_{ed,er,s,t,l,m}}$  é o Valor a Liquidar por Contrato da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"ERGADQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ERGARQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ar"

"ed" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ad" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

"er" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ar" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

**Importante:**

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

### Determinação de Valores a Liquidar das Cessões do Ano Corrente

Esta etapa considera as compensações processadas no MCSD do ano corrente respeitando-se a sazonalização do agente cedente, determinado a partir do mês de processamento até o último mês do ano de apuração (mx).

Por se tratar de análise do ano corrente, todas as equações transcritas nesta etapa se aplicam somente aos processamentos do MCSD Mensal, visto que a eventual compensação das modalidades do MCSD 4% tem eficácia a partir do início do ano subsequente ao da declaração de sobras.

164. A Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR Sazonalizadas é obtida de acordo com a seguinte equação:

$$QTA\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m} = \sum_{x \in FPROC} COMP\_SAZ_{ed,er,s,mx,x}$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$QTA\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR Sazonalizadas do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$COMP\_SAZ_{ed,er,s,t,l,mx,x}$  é a Compensação Total Mensal de CCEAR entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”

“FPROC” é o conjunto de execuções do MCSD “x”, realizadas no ano de apuração “f”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

O objetivo desta equação é distribuir o total de sobras recebidas pelo agente cessionário em cada mês do ano corrente, conforme o perfil de sazonalização do agente cedente.

A apuração da Quantidade Total de Cessões Atuais de CCEARs Sazonalizados somente será realizada mediante assinatura dos termos contratuais pelos Agentes envolvidos.

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

As reduções bilaterais, conforme regulamentação específica, no âmbito da REN nº 711/2016 que impactarem contratos que receberam cessão de processamentos do MCSD, reduzem os montantes a liquidar na mesma

165. O Valor a Liquidar por Contrato da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR é obtido por meio da valoração da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR Sazonalizadas pelo Preço do CCEAR Atualizado Ajustado:

$$FQTA\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m} = QTA\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m} * APFAT\_CCEAR_{e,m}$$

$$ed = e$$

$$\forall e \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$FQTA\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar por Contrato da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$QTA\_SAZ_{ed,er,s,t,l,m}$  é a Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR Sazonalizadas do contrato onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$APFAT\_CCEAR_{e,m}$  é o Preço do CCEAR Atualizado Ajustado, do contrato "e", para cada mês de apuração "m"

"ERGADQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ERGARQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ar"

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

### Importante:

Esta equação é responsável pela precificação da variável QTA\_SAZ, determinando o valor que o agente cessionário pagará pelo recebimento das sobras de cada contrato em cada mês de apuração.

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

166. O Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$FQTA\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m} = \sum_{ed \in ERGADQ} \sum_{er \in ERGARQ} (FQTA\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m})$$

Onde:

$FQTA\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FQTA\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar por Contrato da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

**Importante:**

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

167. Com a consolidação dos valores totais a liquidar das cessões passadas e das cessões do ano atual, obtém-se o Valor por Contrato a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR, de acordo com a seguinte equação:

$$FAT\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m} = FQTP\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m} + FQTA\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m}$$

$$\forall ed \in ERGADQ$$

$$\forall er \in ERGARQ$$

Onde:

$FAT\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m}$  é o Valor por Contrato a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR onde o agente cedente é o comprador "ed", para o contrato onde o agente cessionário é o comprador "er", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$FQTP\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente "ad", para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$FQTA\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR do agente cedente "ad", para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no submercado "s", do produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"ERGADQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ad"

"ERGARQ" é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor "av" e o agente comprador "ar"

"ed" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ad" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

"er" é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador "ar" e o agente vendedor "av", cujo o lastro é dado pela usina "p"

**Importante:**

Ambos os contratos do agente cedente "ed", como do agente cessionário "er", tem como parte vendedora o agente vendedor "av", e o lastro associado à usina "p", caso haja usina associada ao contrato.

168. O Valor a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR consolida todos os contratos dos agentes cedentes e cessionários com o agente vendedor, de acordo com a seguinte equação:

$$FAT\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m} = \sum_{ed \in ERGADQ} \sum_{er \in ERGARQ} (FAT\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m})$$

Onde:

$FAT\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FAT\_CCEAR\_E_{ed,er,s,t,l,m}$  é o Valor por Contrato a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

“ERGADQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad”

“ERGARQ” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ar”

“ed” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ad” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

“er” é o contrato de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por quantidade entre o agente comprador “ar” e o agente vendedor “av”, cujo o lastro é dado pela usina “p”

#### **Importante:**

Ambos os contratos do agente cedente “ed”, como do agente cessionário “er”, tem como parte vendedora o agente vendedor “av”, e o lastro associado à usina “p”, caso haja usina associada ao contrato.

### **3.2.2. Detalhamento do cálculo dos Valores a Liquidar Relativos ao MCSD de Energia Existente nas Modalidades Disponibilidade (Primeira Parcela) e Quantidade**

#### **Determinação de Valores Totais a Serem Liquidados por Produto**

169. O Valor do Pagamento dos agentes cessionários com Relação a Primeira Parcela da Receita de Venda é obtida através da seguinte equação:

$$P1\_DISP_{ar,av,t,l,m} = \sum_{p \in av} \sum_{e \in ARCVD} P1\_RV_{p,t,l,e,m}$$

$$\forall e \in CVD$$

Onde:

$P1\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade para a Primeira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P1\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ARCVD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por disponibilidade do perfil de agente comprador “ar”, para o mesmo produto e leilão, originado por cessão do MCSD

“CVD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por disponibilidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad” or “ar”, para o mesmo produto leilão, originado por cessão do MCSD

170. O Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m} = \left( \sum_s \sum_{ad} FAT\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m} \right) + P1\_DISP_{ar,av,t,l,m} + ADDC\_L\_MCSD\_P1_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FAT\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P1\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade para a Primeira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_L\_MCSD\_P1_{ar,av,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Primeira Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

171. O Pagamento Total do Cessionário por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGTP\_CCEAR_{ar,t,l,m} = \sum_{av} PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$PAGTP\_CCEAR_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

172. O Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m} = \left( \sum_s \sum_{ad} FAT\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m} \right) + P1\_DISP_{ar,av,t,l,m} + ADDC\_L\_MCSD\_P1_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$FAT\_CCEAR_{ad,ar,av,s,t,l,m}$  é o Valor a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P1\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade para a Primeira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_L\_MCSD\_P1_{ar,av,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Primeira Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

173. O Recebimento Total do Vendedor por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RECTP\_CCEAR_{av,t,l,m} = \sum_{ar} RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$RECTP\_CCEAR_{av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor por Produto para o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação de Valores Totais a Serem Liquidados em Todos os Produtos

174. O Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAG\_CCEAR_{ar,av,m} = \sum_l \sum_t PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$PAG\_CCEAR_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o total a pagar, de todos os produtos, pelo agente cessionário a cada agente vendedor.

175. O Pagamento Total do Cessionário é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGT\_CCEAR_{ar,m} = \sum_l \sum_t PAGTP\_CCEAR_{ar,t,l,m}$$

Onde:

$PAGT\_CCEAR_{ar,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para o agente cessionário “ar”, no mês de apuração “m”

$PAGTP\_CCEAR_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o pagamento total a liquidar de todos os produtos do agente cessionário.

176. O Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$REC\_CCEAR_{ar,av,m} = \sum_l \sum_t RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_CCEAR_{ar,av,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o total a receber, de todos os produtos, pelo agente vendedor de cada agente cessionário.

177. O Recebimento Total do Vendedor é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RECT\_CCEAR_{av,m} = \sum_l \sum_t RECPT\_CCEAR_{av,t,l,m}$$

Onde:

$RECT\_CCEAR_{av,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor para o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$RECPT\_CCEAR_{av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor por Produto para o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o recebimento total a liquidar de todos os produtos do agente vendedor.

**Cálculo do Rateio da Inadimplência**

Realizados os pagamentos e recebimentos decorrentes da apuração da liquidação do MCSD, esta seção calcula os impactos provenientes de eventuais inadimplências por parte dos agentes cessionários.

178. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRIFC\_PROD_{ar,av,t,l,m} = \frac{PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}}{PAG\_CCEAR_{ar,av,m}}$$

Onde:

$PRIFC\_PROD_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAG\_CCEAR_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

179. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRIFC\_TOT_{ar,av,m} = \frac{PAG\_CCEAR_{ar,av,m}}{PAGT\_CCEAR_{ar,m}}$$

Onde:

$PRIFC\_TOT_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAG\_CCEAR_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PAGT\_CCEAR_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Representação Gráfica

Da mesma forma, como o rateio da inadimplência do cessionário é feito para todos os vendedores de quem recebeu sobras, é necessário calcular um fator de representatividade para determinar quanto cada agente vendedor assumirá dessa inadimplência, conforme ilustra a [Figura 49](#) **Figura-49:**

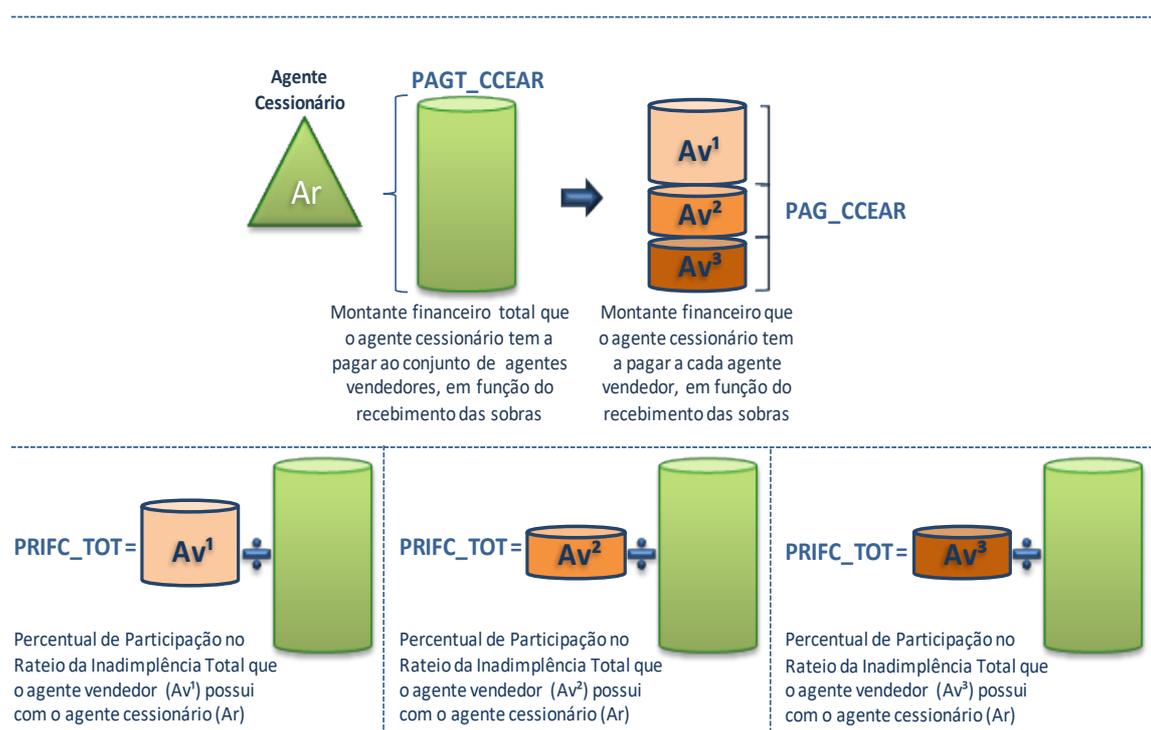
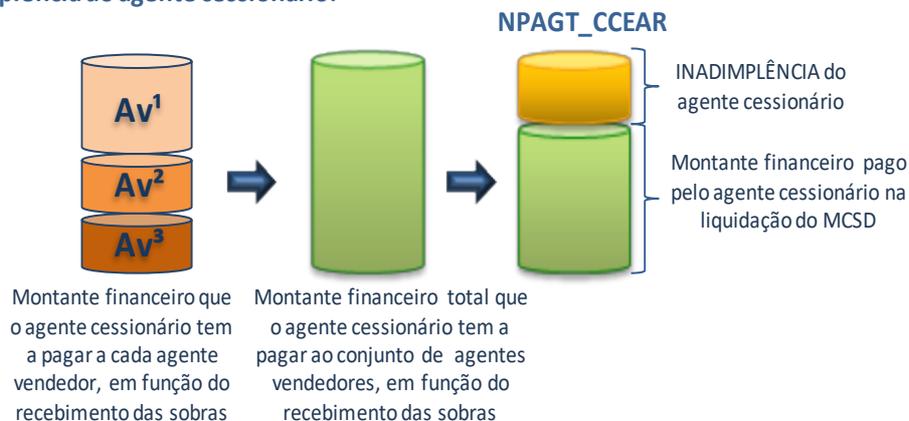


Figura 49: Percentual de participação no rateio da inadimplência

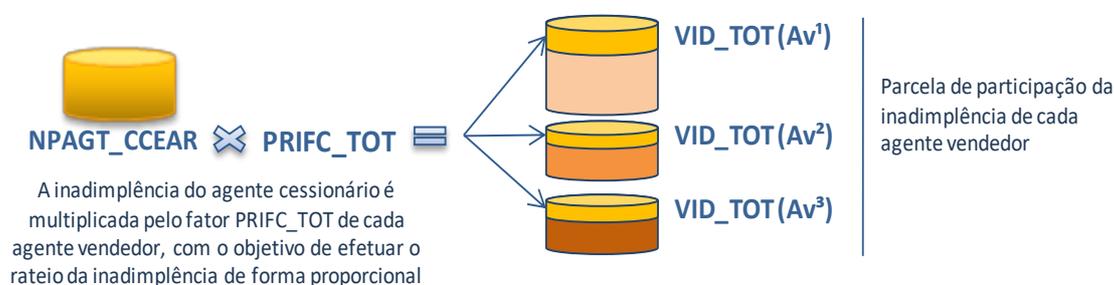
### Representação Gráfica

Com base no fator PRIFC\_TOT calculado anteriormente, determina-se o valor correspondente à inadimplência de cada agente vendedor, conforme ilustra a [Figura 50](#) **Figura-50:**

---

**Total de Inadimplência do agente cessionário:**



---

**Rateio da Inadimplência:**



---

 Figura 50: Valor inadimplido do agente cessionário

180. O Valor Inadimplido do Cessionário por Produto é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$VID_{PROD_{ar,av,t,l,m}} = VID_{TOT_{ar,av,m}} * PRIFC_{PROD_{ar,av,t,l,m}}$$

Onde:

$VID_{PROD_{ar,av,m}}$  é o Valor Inadimplido do Cessionário por Produto do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

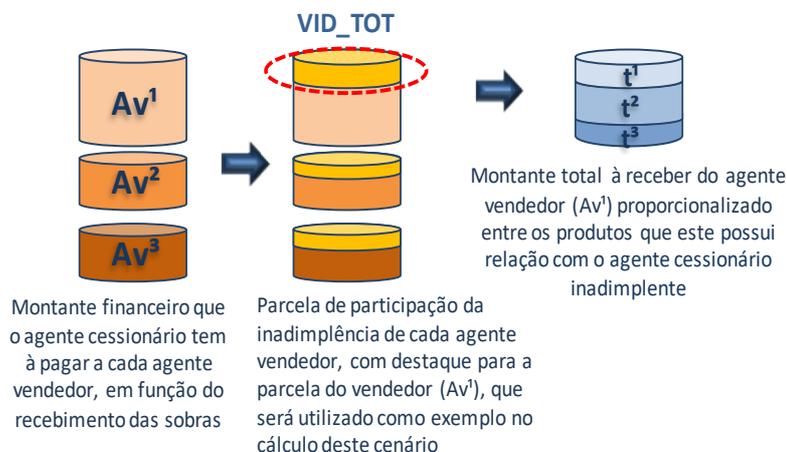
$VID_{TOT_{ar,av,m}}$  é o Valor Inadimplido do Cessionário do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PRIFC_{PROD_{ar,av,t,l,m}}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Representação Gráfica

Com base no fator PRIFC\_PROD, calculado anteriormente, determina-se o valor correspondente à inadimplência de cada produto que o agente vendedor possui relação com o agente cessionário inadimplente, conforme ilustra a [Figura 51](#):

### Cenário para cálculo do rateio da inadimplência por produto:



### Rateio da Inadimplência por produto:

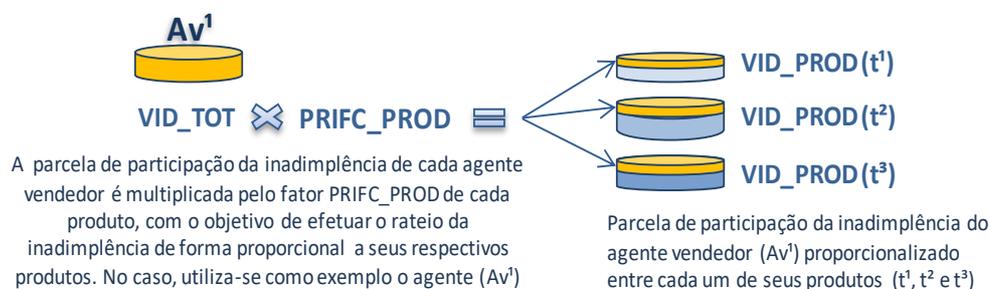


Figura 51: Valor inadimplido do agente cessionário por produto

### 3.2.3. Detalhamento do cálculo dos Valores a Liquidar Relativos ao MCSD de Energia Existente na Modalidade Disponibilidade para a Segunda Parcela da Receita de Venda

#### Determinação de Valores Totais a Serem Liquidados por Produto

181. O Valor do Pagamento dos agentes cessionários com Relação a Segunda Parcela da Receita de Venda é obtida através da seguinte equação:

$$P2\_DISP_{ar,av,t,l,m} = \sum_{p \in av} \sum_{e \in ARCVD} P2\_RV_{p,t,l,e,m}$$

$$\forall e \in CVD$$

Onde:

$P2\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto oriunda da Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$P2\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Segunda Parcela da Receita de Venda da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", do contrato "e", no mês de apuração "m"

“ARCVD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por disponibilidade do perfil de agente comprador “ar”, para o mesmo produto e leilão

“CVD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por disponibilidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad” or “ar”, para o mesmo produto leilão, originado por cessão do MCSD

182. O Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m} = P2\_DISP_{ar,av,t,l,m} + ADDC\_L\_MCSD\_P2_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P2\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto oriunda da Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_L\_MCSD\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Segunda Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

183. O Pagamento Total do Cessionário por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGTP\_CCEAR\_P2_{ar,t,l,m} = \sum_{av} (PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m})$$

Onde:

$PAGTP\_CCEAR\_P2_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

184. O Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$RECP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m} = P2\_DISP_{ar,av,t,l,m} + ADDC\_L\_MCSD\_P2_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$RECP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário

“ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P2\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto oriunda da Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_L\_MCSD\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Segunda Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

185. O Recebimento Total do Vendedor por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RECTP\_CCEAR\_P2_{av,t,l,m} = \sum_{ar} (RECP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m})$$

Onde:

$RECTP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação de Valores Totais a Serem Liquidados em Todos os Produtos

186. O Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAG\_CCEAR\_P2_{ar,av,m} = \sum_l \sum_t PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$PAG\_CCEAR\_P2_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Esta equação retrata o total a pagar, de todos os produtos, pelo agente cessionário a cada agente vendedor.

187. O Pagamento Total do Cessionário é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGT\_CCEAR\_P2_{ar,m} = \sum_l \sum_t PAGTP\_CCEAR\_P2_{ar,t,l,m}$$

Onde:

PAGT\_CCEAR\_P2<sub>ar,m</sub> é o Pagamento Total do Cessionário referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, no mês de apuração “m”

PAGTP\_CCEAR\_P2<sub>ar,t,l,m</sub> é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o pagamento total a liquidar de todos os produtos do agente cessionário.

188. O Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$REC\_CCEAR\_P2_{ar,av,m} = \sum_l \sum_t RECP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

REC\_CCEAR\_P2<sub>ar,av,m</sub> é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

RECP\_CCEAR\_P2<sub>ar,av,t,l,m</sub> é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o total a receber, de todos os produtos, pelo agente vendedor de cada agente cessionário.

189. O Recebimento Total do Vendedor é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RECT\_CCEAR\_P2_{av,m} = \sum_l \sum_t RECTP\_CCEAR\_P2_{av,t,l,m}$$

Onde:

RECT\_CCEAR\_P2<sub>av,m</sub> é o Recebimento Total do Vendedor referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

RECTP\_CCEAR\_P2<sub>av,t,l,m</sub> é o Recebimento Total do Vendedor por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o recebimento total a liquidar de todos os produtos do agente vendedor.

**Cálculo do Rateio da Inadimplência**

Realizados os pagamentos e recebimentos decorrentes da apuração da liquidação do MCSD, esta seção calcula os impactos provenientes de eventuais inadimplências por parte dos agentes cessionários.

190. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRIFC\_PROD\_P2_{ar,av,t,l,m} = \frac{PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,av,t,l,m}}{PAG\_CCEAR\_P2_{ar,av,m}}$$

Onde:

$PRIFC\_PROD\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR\_P2_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAG\_CCEAR\_P2_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

191. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRIFC\_TOT\_P2_{ar,av,m} = \frac{PAG\_CCEAR\_P2_{ar,av,m}}{PAGT\_CCEAR\_P2_{ar,m}}$$

Onde:

$PRIFC\_TOT\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAG\_CCEAR\_P2_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PAGT\_CCEAR\_P2_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

192. O Valor Inadimplido do Cessionário por Produto é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$VID\_PROD\_P2_{ar,av,t,l,m} = VID\_TOT\_P2_{ar,av,m} * PRIFC\_PROD\_P2_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$VID\_PROD\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Valor Inadimplido do Cessionário por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$VID\_TOT\_P2_{ar,av,m}$  é o Valor Inadimplido do Cessionário referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PRIFC\_PROD\_P2_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 3.2.4. Detalhamento do cálculo dos Valores a Liquidar Relativos ao MCSD de Energia Existente na Modalidade Disponibilidade para a Terceira Parcela da Receita de Venda

#### Determinação de Valores Totais a Serem Liquidados por Produto

193. O Valor do Pagamento dos agentes cessionários com Relação a Terceira Parcela da Receita de Venda é obtida através da seguinte equação:

$$P3\_DISP_{ar,av,t,l,m} = \sum_{p \in av} \sum_{e \in ARCVD} P3\_RV_{p,t,l,e,m}$$

$$\forall e \in CVD$$

Onde:

$P3\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto oriunda da Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P3\_RV_{p,t,l,e,m}$  é o Valor da Terceira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ARCVD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por disponibilidade do perfil de agente comprador “ar”, para o mesmo produto e leilão

“CVD” é o conjunto de contratos de compra de energia proveniente de leilões de energia existente na modalidade por disponibilidade entre o agente vendedor “av” e o agente comprador “ad” or “ar”, para o mesmo produto leilão, originado por cessão do MCSD

194. O Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m} = P3\_DISP_{ar,av,t,l,m} + ADDC\_L\_MCSD\_P3_{ar,av,t,l,m}$$

$PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P3\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto oriunda da Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_L\_MCSD\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Terceira Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

195. O Pagamento Total do Cessionário por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGTP\_CCEAR\_P3_{ar,t,l,m} = \sum_{av} (PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,t,l,m})$$

Onde:

$PAGTP\_CCEAR\_P3_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

196. O Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$RECP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m} = P3\_DISP_{ar,av,t,l,m} + ADDC\_L\_MCSD\_P3_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$P3\_DISP_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto oriunda da Terceira Parcela da Receita de para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$ADDC\_L\_MCSD\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Terceira Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

197. O Recebimento Total do Vendedor por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RECTP\_CCEAR\_P3_{av,t,l,m} = \sum_{ar} (RECP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m})$$

Onde:

$RECTP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### Determinação de Valores Totais a Serem Liquidados em Todos os Produtos

198. O Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAG\_CCEAR\_P3_{ar,av,m} = \sum_l \sum_t PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$PAG\_CCEAR\_P3_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Esta equação retrata o total a pagar, de todos os produtos, pelo agente cessionário a cada agente vendedor.

199. O Pagamento Total do Cessionário é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PAGT\_CCEAR\_P3_{ar,m} = \sum_l \sum_t PAGTP\_CCEAR\_P3_{ar,t,l,m}$$

Onde:

$PAGT\_CCEAR\_P3_{ar,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, no mês de apuração “m”

$PAGTP\_CCEAR\_P3_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o pagamento total a liquidar de todos os produtos do agente cessionário.

200. O Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$REC\_CCEAR\_P3_{ar,av,m} = \sum_l \sum_t RECP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$REC\_CCEAR\_P3_{ar,av,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$RECP\_CCEAR_{ar,av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o total a receber, de todos os produtos, pelo agente vendedor de cada agente cessionário.

201. O Recebimento Total do Vendedor é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$RECT\_CCEAR\_P3_{av,m} = \sum_l \sum_t RECTP\_CCEAR\_P3_{av,t,l,m}$$

Onde:

$RECT\_CCEAR\_P3_{av,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

$RECTP\_CCEAR\_P3_{av,t,l,m}$  é o Recebimento Total do Vendedor por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

**Importante:**

Esta equação retrata o recebimento total a liquidar de todos os produtos do agente vendedor.

**Cálculo do Rateio da Inadimplência**

Realizados os pagamentos e recebimentos decorrentes da apuração da liquidação do MCSD, esta seção calcula os impactos provenientes de eventuais inadimplências por parte dos agentes cessionários.

202. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRIFC\_PROD\_P3_{ar,av,t,l,m} = \frac{PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}}{PAG\_CCEAR\_P3_{ar,av,m}}$$

Onde:

$PRIFC\_PROD\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PAGP\_CCEAR\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PAG\_CCEAR\_P3_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no mês de apuração "m"

203. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total é obtido de acordo com a seguinte equação:

$$PRIFC\_TOT\_P3_{ar,av,m} = \frac{PAG\_CCEAR\_P3_{ar,av,m}}{PAGT\_CCEAR\_P3_{ar,m}}$$

Onde:

$PRIFC\_TOT\_P3_{ar,av,t,l,m}$  é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$PAG\_CCEAR\_P3_{ar,av,m}$  é o Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no mês de apuração "m"

$PAGT\_CCEAR\_P3_{ar,t,l,m}$  é o Pagamento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para o agente cessionário "ar", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

204. O Valor Inadimplido do Cessionário por Produto é obtido de acordo com as seguintes equações:

$$VID\_PROD\_P3_{ar,av,t,l,m} = VID\_TOT\_P3_{ar,av,m} * PRIFC\_PROD\_P3_{ar,av,t,l,m}$$

Onde:

$VID\_PROD\_P3_{ar,av,m}$  é o Valor Inadimplido do Cessionário por Produto referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do agente cessionário "ar", para com o agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

VID\_TOT\_P3<sub>ar,av,m</sub> é o Valor Inadimplido do Cessionário referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”

PRIFC\_PROD\_3<sub>ar,av,t,l,m</sub> é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência referente a Terceira Parcela da Receita de Venda por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

### 3.2.5. Detalhamento do Cálculo dos Valores a Liquidar Relativos ao MCSD de Energia Nova

Esta seção é responsável por determinar os pagamentos e recebimentos decorrentes das cessões geradas pelos diversos processamentos do MCSD de Energia Nova.

Conforme determinado [em regulamentação específica na REN 693/15](#), o MCSD de Energia Nova terá a participação apenas das distribuidoras cedentes e cessionárias, não impactando os geradores, como na liquidação do MCSD de Energia Existente.

#### Determinação de Valores a Liquidar das Cessões do MCSD de Energia Nova

205. O Preço médio ponderado das cessões, tanto para as modalidades quantidade quanto disponibilidade, é valorado pela média ponderada dos contratos que fazem parte do portfólio de contratos passíveis de cessão da distribuidora cedente, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE_{ad,m} & \\
 &= PLIQ\_QUANT_{ad,m} * F\_TOT\_CEN\_QUANT_{ad,m} + PLIQ\_DISP_{ad,m} \\
 & * F\_TOT\_CEN\_DISP_{ad,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE<sub>ad,m</sub> é o Preço Médio Ponderado das Cessões Preliminar do perfil de agente cedente “ad”, no mês “m”

PLIQ\_QUANT<sub>ad,m</sub> é o Preço Médio Ponderado das Cessões da Modalidade Quantidade do perfil de agente cedente “ad”, no mês “m”

F\_TOT\_CEN\_QUANT<sub>ad,m</sub> é o Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Quantidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no processamento do MCSD “x”, na rodada “rx”

F\_TOT\_CEN\_DISP<sub>ad,m</sub> é o Fator do Total de Cessão de Energia Nova originada de CCEAR por Disponibilidade do perfil da distribuidora cedente “ad”, no mês de apuração “m”

PLIQ\_DISP<sub>ad,m</sub> é o Preço Médio Ponderado das Cessões da Modalidade Disponibilidade do perfil de agente cedente “ad”, no mês de apuração “m”

205.1. O Preço médio para a modalidade quantidade é determinado pela média ponderada do preço dos contratos passíveis de cessão do portfólio da distribuidora cedente, conforme seguinte equação:

$$PLIQ\_QUANT_{ad,m} = \frac{\sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in MCSD\_EN\_M}} QM_{e,m} * PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m}}{\sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in MCSD\_EN\_M}} QM_{e,m}}$$

Onde:

$PLIQ\_QUANT_{ad,m}$  é o Preço Médio Ponderado das Cessões da Modalidade Quantidade do perfil de agente cedente “ad”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$PV\_CCEAR\_FINAL_{e,m}$  é o Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” e o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“MCSD\_EN\_M” é o conjunto de contratos que são passíveis de cessão para o MCSD de Energia Nova, ou seja, sem considerar os contratos que possuem alguma das restrições impostas no cálculo das sobras passíveis de cessão, verificados no mês de apuração “m”

- 205.2. O Preço médio para a modalidade disponibilidade é determinado pela média ponderada do ICB dos contratos passíveis de cessão do portfólio da distribuidora cedente, conforme seguinte equação:

$$PLIQ\_DISP_{ad,m} = \frac{\sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in MCSD\_EN\_M}} QM_{e,m} * ICB\_A_{p,t,l,e,m}}{\sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in MCSD\_EN\_M}} QM_{e,m}}$$

Onde:

$PLIQ\_DISP_{ad,m}$  é o Preço Médio Ponderado das Cessões da Modalidade Disponibilidade do perfil de agente cedente “ad”, no mês “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$ICB\_A_{p,t,l,e,m}$  é o Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” e o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“MCSD\_EN\_M” é o conjunto de contratos que são passíveis de cessão para o MCSD de Energia Nova, ou seja, sem considerar os contratos que possuem alguma das restrições impostas no cálculo das sobras passíveis de cessão, verificados no mês de apuração “m”

206. Caso a distribuidora cedente não possua contratos elegíveis de cessão, o preço das cessões será igual ao preço médio ponderado das demais distribuidoras cedentes, conforme seguintes comandos:

Se  $PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE_{ad,m} = 0$

$$PLIQ\_MCSD\_EN_{ad,m} = \frac{\sum_{ADP0} (PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE_{ad,m} * (\sum_{EVA} QM_{e,m}))}{\sum_{ADP0} (\sum_{EVA} QM_{e,m})}$$

Caso Contrário

$$PLIQ\_MCSD\_EN_{ad,m} = PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE_{ad,m}$$

Onde:

$PLIQ\_MCSD\_EN_{ad,m}$  é o Preço Médio Ponderado das Cessões do perfil de agente cedente “ad”, no mês “m”

$PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE_{ad,m}$  é o Preço Médio Ponderado das Cessões Preliminar do perfil de agente cedente “ad”, no mês “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

“EVA” e o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“e” é o contrato de cessão “ADPO” é o conjunto de agentes cedentes que possuem o Preço Médio Ponderado das Cessões Preliminar calculado maior que zero ( $PLIQ\_MCSD\_EN\_PRE_{ad,m} > 0$ )

207. O Valor a Liquidar de cada Contrato proveniente da Cessão do MCSD de Energia Nova é calculado pelo preço de venda médio do cedente, no momento da liquidação, conforme a seguinte expressão:

$$CEN\_LIQ_{e,m} = QM_{e,m} * PLIQ\_MCSD\_EN_{ad,m}$$

Onde:

$CEN\_LIQ_{e,m}$  é o Valor a Liquidar de cada Contrato de Cessão Energia Nova “e”, no mês de apuração “m”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”

$PLIQ\_MCSD\_EN_{ad,m}$  é o Preço Médio Ponderado das Cessões do perfil de agente cedente “ad”, no mês de apuração “m”

“ad” é o distribuidor cedente (vendedor) do Contrato de Cessão “e”

“e” é o contrato de cessão

208. O valor a ser recebido pelo **cedente** em função das cessões de Energia Nova fornecidas para o cessionário é calculado pela soma dos valores a liquidar de todos os contratos cedidos, conforme a seguinte expressão:

$$RECT\_CEN_{a,m} = \sum_{e \in EVA} (CEN\_LIQ_{e,m})$$

Onde:

$RECT\_CEN_{a,m}$  O Valor Total a receber na Liquidação do MCSD de Energia Nova para o perfil de agente cedente “a”, no mês de apuração “m”

$CEN\_LIQ_{e,m}$  é o Valor a Liquidar de cada Contrato de Cessão Energia Nova “e”, no mês de apuração “m”

“EVA” e o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

209. Por sua vez, o valor total a ser pago por cada **cessionário** em função das cessões de Energia Nova é calculado somando-se o valor à liquidar referente a cada cessão, conforme a expressão a seguir:

$$PAGT\_CEN_{a,m} = \sum_{e \in ECA} (CEN\_LIQ_{e,m})$$

Onde:

$PAGT\_CEN_{a,m}$  é o Valor Total a pagar na Liquidação do MCSD de Energia Nova pelo perfil de agente cessionário “a”, no mês de apuração “m”

$CEN\_LIQ_{e,m}$  é o Valor a Liquidar de cada Contrato de Cessão Energia Nova “e”, no mês de apuração “m”

“ECA” e o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

210. Uma vez que as distribuidoras podem ser cedentes e cessionárias, em processamentos distintos, porém com efeito na mesma liquidação, o Resultado da Liquidação do MCSD de Energia Nova corresponde à diferença dos valores a serem recebidos e os valores a serem pagos por perfil de agente de distribuição, acrescido de algum eventual ajuste, conforme expressão abaixo:

$$LIQ\_MCSD\_EN_{a,m} = RECT\_CEN_{a,m} - PAGT\_CEN_{a,m} + LIQ\_AJU\_EN_{a,m}$$

Onde:

$LIQ\_MCSD\_EN_{a,m}$  é o Resultado da Liquidação do MCSD de Energia Nova por perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$RECT\_CEN_{a,m}$  O Valor Total a receber na Liquidação do MCSD de Energia Nova para o perfil de agente cedente “a”, no mês de apuração “m”

$PAGT\_CEN_{a,m}$  é o Valor Total a pagar na Liquidação do MCSD de Energia Nova pelo perfil de agente cessionário “a”, no mês de apuração “m”

$LIQ\_AJU\_EN_{a,m}$  é o Ajuste na Liquidação do MCSD de Energia Nova por perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

211. O Resultado Final da Liquidação do MCSD de Energia Nova para cada agente de distribuição é a soma do resultado de todos os respectivos perfis, conforme expressão abaixo:

$$LIQ\_MCSD\_EN\_TOT_{\alpha,m} = \sum_{a \in A\alpha} LIQ\_MCSD\_EN_{a,m}$$

Onde:

$LIQ\_MCSD\_EN\_TOT_{\alpha,m}$  é o Resultado Final da Liquidação do MCSD de Energia Nova por agente “ $\alpha$ ” no mês de apuração “m”

$LIQ\_MCSD\_EN_{a,m}$  é o Resultado da Liquidação do MCSD de Energia Nova por perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de agente “a” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

### **Determinação do fator de rateio de inadimplência**

212. Com a finalidade de ratear eventual inadimplência na liquidação entre os credores da liquidação, que ocorre de forma independente entre as relações entre cedentes e cessionários, é necessário apurar o percentual de rateio de inadimplência.

- 212.1. O Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência do Agente Cedente em relação aos seus Respeitosos Agentes Cessionários é obtido pela proporção entre a soma do montante financeiro do credor e seus pesos com relação a todos os credores, conforme expressão:

$$PRIFC\_EN_{\alpha,m} = \frac{\max(0; LIQ\_MCSD\_EN\_TOT_{\alpha,m})}{\sum_{\alpha} (\max(0; LIQ\_MCSD\_EN\_TOT_{\alpha,m}))}$$

Onde:

PRIFC\_EN<sub>α,m</sub> é o Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência no MSCD de Energia Nova por agente “α”, em relação no mês de apuração “m”

LIQ\_MCSD\_EN\_TOT<sub>α,m</sub> é o Resultado Final da Liquidação do MCSD de Energia Nova por agente “α” no mês de apuração “m”

### 3.2.6. Dados de Entrada do Anexo II – Liquidação

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Liquidação do MCSD</b>		
<b>ADDC_L_MCSD_P1<sub>a</sub></b> r,av,t,l,m	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Primeira Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Liquidação do MCSD</b>		
<b>ADDC_L_MCSD_P2<sub>a</sub></b> r,av,t,l,m	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Segunda Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Liquidação do MCSD</b>		
<b>ADDC_L_MCSD_P3<sub>a</sub></b> r,av,t,l,m	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Terceira Parcela da Liquidação do MCSD para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Negativos, Positivos ou Zero
<b>Compensação Anual entre Agentes por Contrato</b>		
<b>COMPH_RRG<sub>ed,er,s,t,l,x</sub></b>	Descrição	Compensação Anual entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MCSD (MCSD Mensal)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre Agentes por Contrato</b>		
<b>COMPA_RRG_4<sub>ed,er,s,t,l,x</sub></b>	Descrição	Compensação Anual referente a Outras Variações de Mercado Limitadas a 4% entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MCSD (MCSD referente a Outras Variações limitado a 4%)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Compensação Anual referente a Alteração das Cotas de Itaipu entre Agentes por Contrato</b>		
<b>COMPA_RRG_IT<sub>ed,er,s,t,l,x</sub></b>	Descrição	Compensação Anual referente a Alteração das Cotas de Itaipu entre Agentes pelo contrato do agente cedente “ed”, pelo o contrato do agente cessionário “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MCSD (MCSD referente a Alteração das Cotas de Itaipu)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Compensação Total Mensal de CCEAR</b>		

<b>COMP_SAZ</b> <sub>ed,er,s,t,l,mx</sub> ,x	Descrição	Compensação Total Mensal de CCEAR entre o contrato onde o agente cedente é o comprador “ed” e o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no processamento do MCSD “x”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MCSD (MCSD Mensal)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Compensação Total Mensal de CCEAR</b>		
<b>ICB_Ap,t,l,e,m</b>	Descrição	Índice de Custo Benefício atualizado da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD (Atualização do Índice de Custo Benefício)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Compensação Total Mensal de CCEAR</b>		
<b>LIQ_AJU_ENa,m</b>	Descrição	Ajuste na Liquidação do MCSD de Energia Nova por perfil de agente “a” no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS</b> <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total não Realizado do Agente de Distribuição</b>		
<b>NPAGT_CCEAR</b> <sub>ar,m</sub>	Descrição	Quantidade Financeira não depositada pelo Agente de Distribuição cessionário “ar” para realização das Liquidações das Cessões advindas do MCSD no mês de apuração “m”

Unidade	R\$
Fornecedor	Agente
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Primeira Parcela da Receita de Venda

<b>P1_RV</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Segunda Parcela da Receita de Venda

<b>P2_RV</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Terceira Parcela da Receita de Venda

<b>P3_RV</b> <sub>p,t,l,e,m</sub>	Descrição	Primeira Parcela da Receita de Venda da parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, do contrato, “e”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Apuração da Parcela Variável e Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade

<b>PV_CCEAR_FINAL</b> <sub>e,m</sub>	Descrição	Preço de Venda do CCEAR Atualizado Final dos Contratos por Quantidade “e”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR (Atualização da Receita de Venda dos empreendimentos que negociaram energia na

	modalidade quantidade dos Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante)	
Valores Possíveis	Positivos ou Zero	
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MCS D (MCS D de Energia Nova)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Inadimplido do Cessionário</b>		
<b>VID_TOT<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Valor Inadimplido do Cessionário do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Inadimplido do Cessionário</b>		
<b>VID_TOT_P2<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Valor Inadimplido referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Cessionário do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Inadimplido do Cessionário</b>		
<b>VID_TOT_P3<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Valor Inadimplido referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2.7. Dados de Saída do Anexo II – Liquidação

<b>Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR do agente cedente</b>		
<b>FQTA_CCEAR</b> <sub>ad,ar,av,s,t,l,m</sub>	Descrição	Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente</b>		
<b>FQTP_CCEAR</b> <sub>ad,ar,av,s,t,l,m</sub>	Descrição	Valor a Liquidar da Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Resultado Final da Liquidação do MSCD de Energia Nova</b>		
<b>LIQ_MSCD_EN_TOT</b> <sub>α,m</sub>	Descrição	Resultado Final da Liquidação do MSCD de Energia Nova por agente “α” no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência no MSCD de Energia Nova</b>		
<b>PRIFC_EN</b> <sub>α,m</sub>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência no MSCD de Energia Nova por agente “α” em relação no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referentes ao MSCD Itaipu do agente cedente</b>		
<b>QAPIT_CCEAR</b> <sub>ed,er,s,t,l,m</sub>	Descrição	Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR referentes ao MSCD Itaipu do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato

	onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
Unidade	MWh
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade das Cessões Mensais Passadas de CCEAR do agente cedente

<b>QMP_CCEAR</b> <sub>ed,er,s,t,l,m</sub>	Descrição	Quantidade das Cessões Mensais Passadas de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR do agente cedente

<b>QAP4_CCEAR</b> <sub>ed,er,s,t,l,m</sub>	Descrição	Quantidade das Cessões Anuais Passadas de CCEAR do contrato onde agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente

<b>QTP_CCEAR</b> <sub>ed,er,s,t,l,m</sub>	Descrição	Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto

<b>P1_DISP</b> <sub>ar,av,t,l</sub>	Descrição	Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade para a Primeira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente
-------------------------------------	-----------	---

		vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto</b>		
<b>P2_DISP<sub>ar,av,t,l</sub></b>	Descrição	Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade para a Segunda Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade do Cessionário para cada Vendedor por Produto</b>		
<b>P3_DISP<sub>ar,av,t,l</sub></b>	Descrição	Pagamento Referente aos Contratos por Disponibilidade para a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR Sazonalizadas do agente cedente</b>		
<b>QTP_SAZ<sub>ed,er,s,t,l,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Total das Cessões Passadas de CCEAR Sazonalizadas do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>QTA_SAZ<sub>ed,er,s,t,l,m</sub></b>	<b>Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR Sazonalizadas do agente cedente</b>	

	<p>Quantidade Total das Cessões Atuais de CCEAR Sazonalizadas do contrato onde o agente cedente é o comprador “ed”, para o contrato onde o agente cessionário é o comprador “er”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p>
	Unidade MWh
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Valor a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente</b>	
<b>FAT_CCEAR<sub>ad,ar,av,s,t,l,m</sub></b>	<p>Valor a Liquidar Total das Cessões Passadas de CCEAR do agente cedente “ad”, para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no submercado “s”, do produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto</b>	
<b>PAGP_CCEAR<sub>ar,av,t,l,m</sub></b>	<p>Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário por Produto para o agente cessionário</b>	
<b>PAGTP_CCEAR<sub>ar,t,l,m</sub></b>	<p>Pagamento Total do Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p>
	Unidade R\$
	Valores Possíveis Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário por Produto para o agente cessionário</b>	
<b>PAGTP_CCEAR_P2<sub>ar,t,l,m</sub></b>	<p>Pagamento Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”</p>

	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário por Produto para o agente cessionário</b>		
<b>PAGTP_CCEAR_P3<sub>ar,t,l,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário por Produto para o agente cessionário "ar", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos</b>		
<b>PAG_CCEAR<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos</b>		
<b>PAG_CCEAR_P2<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Pagamento Total do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos</b>		
<b>PAG_CCEAR_P3<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para cada Vendedor em Todos os Produtos para o agente cessionário "ar", do agente vendedor "av", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Pagamento Total do Cessionário</b>		
<b>PAGT_CCEAR<sub>ar,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total do Cessionário para o agente cessionário “ar”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Pagamento Total do Cessionário</b>		
<b>PAGT_CCEAR_P2<sub>ar,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Cessionário para o agente cessionário “ar”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Pagamento Total do Cessionário</b>		
<b>PAGT_CCEAR_P3<sub>ar,m</sub></b>	Descrição	Pagamento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário para o agente cessionário “ar”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto para o agente cessionário</b>		
<b>PRIFC_PROD<sub>ar,av,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto para o agente cessionário</b>		
<b>PRIFC_PROD_P2<sub>ar,av,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência referente a Segunda Parcela da Receita de Venda por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência por Produto para o agente cessionário</b>	
PRIFC_PROD_P3 <sub>ar,av,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência referente a Terceira Parcela da Receita de Venda por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total para o agente cessionário</b>	
PRIFC_TOT <sub>ar,av,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total para o agente cessionário</b>	
PRIFC_TOT_P2 <sub>ar,av,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total para o agente cessionário</b>	
PRIFC_TOT_P3 <sub>ar,av,t,l,m</sub>	Descrição	Percentual de Participação no Rateio da Inadimplência Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
REC_CCEAR <sub>ar,av,m</sub>	<b>Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos</b>	

	Descrição	Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos

<b>REC_CCEAR_P2</b> <sub>ar,av,m</sub>	Descrição	Recebimento Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos

<b>REC_CCEAR_P3</b> <sub>ar,av,m</sub>	Descrição	Recebimento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Vendedor de cada Cessionário em Todos os Produtos para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto

<b>RECP_CCEAR</b> <sub>ar,av,t,l,m</sub>	Descrição	Recebimento Total do Vendedor de cada Cessionário por Produto para o agente cessionário “ar”, do agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor

<b>RECT_CCEAR</b> <sub>av,m</sub>	Descrição	Recebimento Total do Vendedor para o agente vendedor “av”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
--	-------------------	-------------------

#### Recebimento Total do Vendedor

RECT_CCEAR_P2 <sub>av,m</sub>	Descrição	Recebimento Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Vendedor para o agente vendedor "av", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor

RECT_CCEAR_P3 <sub>av,m</sub>	Descrição	Recebimento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Vendedor para o agente vendedor "av", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor por Produto

RECTP_CCEAR <sub>av,t,l,m</sub>	Descrição	Recebimento Total do Vendedor por Produto para o agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor por Produto

RECTP_CCEAR_P2 <sub>av,t,l,m</sub>	Descrição	Recebimento Total referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Vendedor por Produto para o agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Recebimento Total do Vendedor por Produto

RECTP_CCEAR_P3 <sub>av,t,l,m</sub>	Descrição	Recebimento Total referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Vendedor por Produto para o agente vendedor "av", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	R\$

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Inadimplido do Cessionário por Produto</b>		
<b>VID_PROD<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Valor Inadimplido do Cessionário por Produto do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Inadimplido do Cessionário por Produto</b>		
<b>VID_PROD_P2<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Valor Inadimplido referente a Segunda Parcela da Receita de Venda do Cessionário por Produto do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor Inadimplido do Cessionário por Produto</b>		
<b>VID_PROD_P3<sub>ar,av,m</sub></b>	Descrição	Valor Inadimplido referente a Terceira Parcela da Receita de Venda do Cessionário por Produto do agente cessionário “ar”, para com o agente vendedor “av”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**ANEXO XXI**  
**Votos e Contribuição Associativa**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE.

Associação civil, sem fins lucrativos, integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, a CCEE desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres/especiais.

Sua estrutura e governança incluem, no primeiro nível hierárquico, a Assembleia Geral, órgão deliberativo superior, composto pelos agentes no pleno exercício de direito de voto.

Quando da realização de uma Assembleia Geral, ordinária (A Assembleia Geral Ordinária realizar-se-á até 30 de abril de cada ano, conforme previsto no artigo 13º do Estatuto da CCEE) ou extraordinária (A Assembleia Geral Extraordinária reunir-se-á sempre que os interesses da CCEE o exigirem, a fim de deliberar, exclusivamente, sobre os assuntos para os quais tenha sido convocada. Uma Assembleia Geral Extraordinária poderá ser convocada pelo Presidente do Conselho de Administração da CCEE ou por solicitação de, no mínimo, 1/5 (um quinto) do número total de Associados da CCEE), cada agente associado terá direito a determinado número de votos, para que possa manifestar sua posição sobre os assuntos em debate – por exemplo, definição do orçamento anual da CCEE.

Conforme estabelecido na Convenção de Comercialização, cada Assembleia Geral conta com 100.000 (cem mil) votos, que são distribuídos entre os agentes através de dois processos de rateio:

- O processo de rateio uniforme dos votos, que rateia 5.000 (cinco mil) votos de maneira equânime entre todos os agentes;
- O processo de rateio proporcional dos votos, que rateia os demais 95.000 (noventa e cinco mil) votos entre os agentes, na proporção da energia comercializada por cada agente da CCEE.

No processo de distribuição dos votos entre os agentes, é verificada se determinada categoria de agentes apresenta maioria dos votos da Assembleia Geral. Nesses casos, os votos que excederem os 50% (cinquenta por cento) são remanejados para os agentes das demais categorias, na proporção da energia comercializada por estes agentes.

A cada nova convocação para Assembleia Geral, a distribuição dos votos entre os agentes é revisada, considerando os últimos 12 (doze) meses precedentes, consolidados pelo processo de contabilização e liquidação.

Os votos aos quais os agentes têm direito também são utilizados para determinar mensalmente o valor da contribuição financeira a ser paga à CCEE, calculada com base no orçamento anual estabelecido e aprovado pela Assembleia Geral, com objetivo de proporcionar à organização os recursos financeiros necessários para seu funcionamento.

Nesse Módulo, serão descritos o detalhamento da distribuição dos votos entres os agentes e o cálculo do valor a ser pago relativo à sua contribuição mensal à CCEE, apresentando suas considerações e expressões algébricas.

A [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Votos e Contribuição Associativa” com os demais módulos das Regras de Comercialização. De modo simplificado, os dados oriundos dos módulos de Medição Contábil e Contratos são necessários para se determinar a quantidade de energia comercializada por cada agente, que serve de base para determinar o total dos votos de cada agente e o seu respectivo montante de contribuição financeira.



Figura 1: Relação do módulo Votos com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Votos e Contribuição Associativa”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de determinar a quantidade de votos a que cada agente tem direito em uma Assembleia Geral, bem como o valor financeiro relativo à sua contribuição mensal à CCEE:

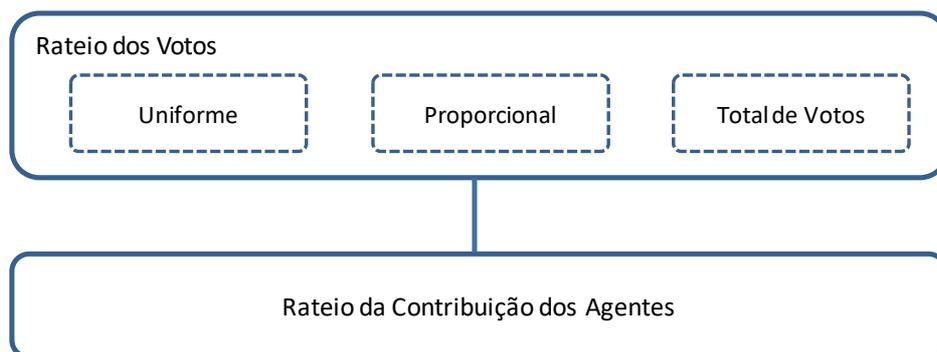


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Votos e Contribuição Associativa”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do processo, que serão detalhadas neste documento:

### Rateio dos Votos

Essa etapa realiza o rateio dos votos disponíveis em uma Assembleia Geral entre os agentes da CCEE, sendo constituída pelos seguintes processos:

- **Rateio Uniforme de Votos:** realização do rateio equânime entre todos os agentes da CCEE do montante de votos destinado para o rateio uniforme.
- **Energia Comercializada Utilizada no Rateio Proporcional de Votos:** determinação da quantidade de energia comercializada pelos agentes nos 12 (doze) meses anteriores, contabilizados e certificados, ao mês de realização da Assembleia Geral (o montante de energia atribuído para cada agente é utilizado no processo de Rateio Proporcional de Votos).
- **Rateio Proporcional de Votos:** realização do rateio do montante de votos destinado para o rateio proporcional em função do volume de energia comercializado por agente.
- **Ajuste do Rateio Proporcional de Votos:** ajuste na quantidade de votos de cada agente, com o objetivo de evitar que uma determinada categoria de agentes detenha a maioria dos votos em uma Assembleia Geral.
- **Total de Votos dos Agentes:** determinação do total de votos a que cada agente tem direito em uma Assembleia Geral.

### Rateio da Contribuição dos Agentes

Essa etapa determina o percentual de rateio dos custos de funcionamento da CCEE, a ser pago pelo agente mensalmente a título de contribuição.

#### 1.1.2. Rateio dos Votos

##### Estrutura de Governança da CCEE

Conforme estabelecido na Convenção de Comercialização, a CCEE é constituída pela Assembleia Geral, pelo Conselho de Administração, pela Superintendência e pelo Conselho Fiscal, conforme o organograma da instituição esquematizado na [Figura 3](#).

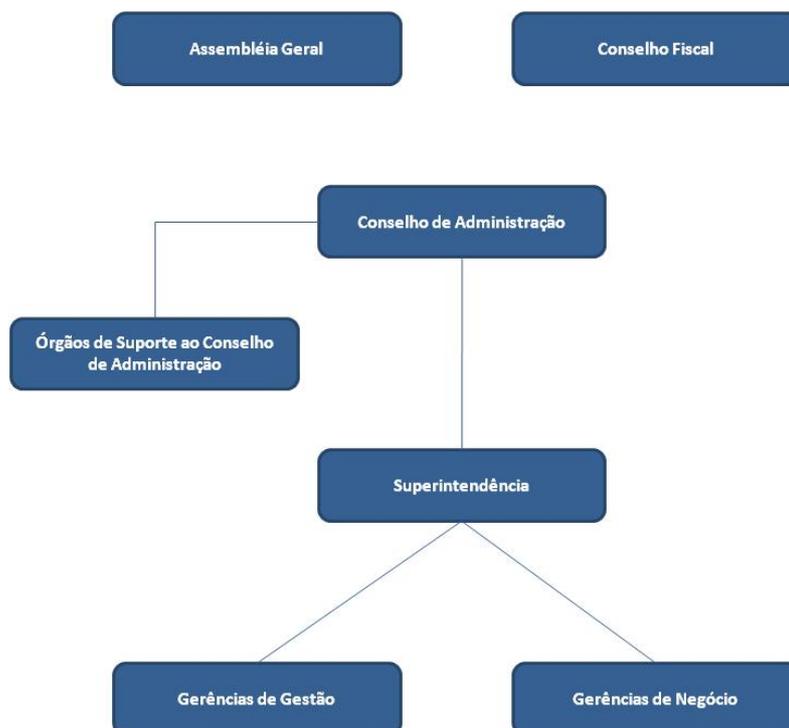


Figura 3: Organograma simplificado da CCEE

No primeiro nível hierárquico, encontra-se a Assembleia Geral, formada por todos os agentes das categorias Geração, Distribuição e Comercialização, que detêm número de votos calculados por meio deste Módulo. As atribuições da Assembleia Geral, dentre outras, são:

- Eleger e destituir os membros do Conselho de Administração da CCEE;
- Eleger e destituir os membros do Conselho Fiscal da CCEE;
- Deliberar sobre o orçamento da CCEE;
- Deliberar sobre alterações do Estatuto Social da CCEE;
- Aprovar os termos da Convenção Arbitral;
- Aprovar o relatório anual apresentado pelo auditor do processo de contabilização e liquidação;
- Deliberar sobre a remuneração e benefícios dos membros do Conselho de Administração da CCEE;
- Deliberar sobre a remuneração e os benefícios dos membros do Conselho Fiscal da CCEE.

O Conselho de Administração da CCEE é um órgão colegiado constituído por cinco executivos profissionais eleitos pela Assembleia Geral, com mandato de quatro anos, sendo permitida uma única recondução. Cabe ao conselho, dentre outras atribuições, assegurar o cumprimento das Regras e Procedimentos de Comercialização, aprovar a adesão e o desligamento de agentes da CCEE e organizar as Assembleias Gerais. Para auxiliar no desenvolvimento de seus trabalhos, o Conselho conta com suporte de órgãos internos.

A Superintendência é o órgão executivo da CCEE, dirigida por um superintendente eleito pelo Conselho de Administração. À Superintendência, em conjunto com as gerências de gestão e de negócio, cabe assegurar o funcionamento regular da CCEE, zelando pela observância da Lei, da Convenção de Comercialização, das Regras e dos Procedimentos de Comercialização e do Estatuto Social da CCEE, bem como pelo cumprimento das deliberações tomadas pela Assembleia Geral e pelo Conselho de Administração.

O Conselho Fiscal é um órgão colegiado, constituído por três membros titulares e três suplentes, com mandato de dois anos, eleitos pela Assembleia Geral, permitida apenas uma recondução. Tem, dentre suas atribuições, fiscalizar os atos administrativos, verificando o cumprimento de seus deveres legais e estatutários.

### Votos dos Agentes na Assembleia Geral

Quando da realização de uma Assembleia Geral, os agentes poderão manifestar suas opiniões através dos votos a que têm direito. A Convenção de Comercialização estabelece um total de 100.000 (cem mil) votos para a Assembleia Geral, que são distribuídos entre os agentes através do rateio uniforme – 5.000 (cinco mil) votos distribuídos de forma equânime entre todos os agentes, e do rateio proporcional – 95.000 (noventa e cinco mil) votos distribuídos entre os agentes da CCEE na proporção da energia comercializada. A [Figura 4](#) ilustra a distribuição dos votos entre os rateios uniforme e proporcional.

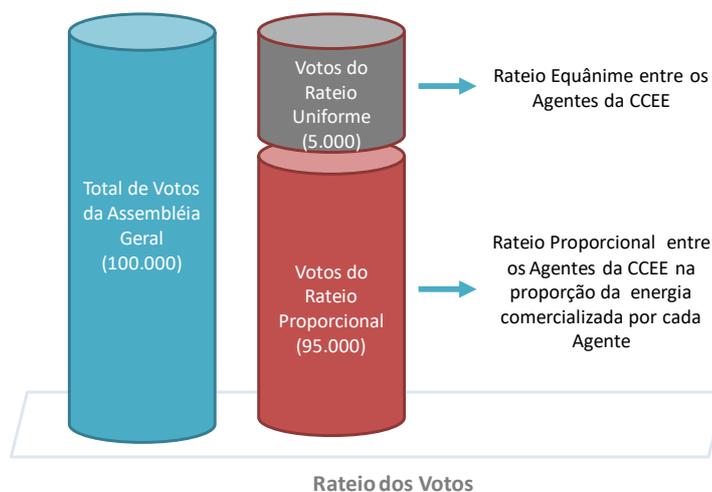


Figura 4: Rateio de votos

Considera-se para o rateio proporcional de votos o montante de energia comercializada pelo agente nos 12 (doze) meses, contabilizados e certificados, anteriores ao mês de realização da Assembleia Geral. O montante comercializado em cada mês corresponde ao volume de energia liquidado no mercado de curto prazo acrescido dos montantes contratados, seja por meio de contratos bilaterais ou em leilões regulados, conforme ilustrado na [Figura 5](#).

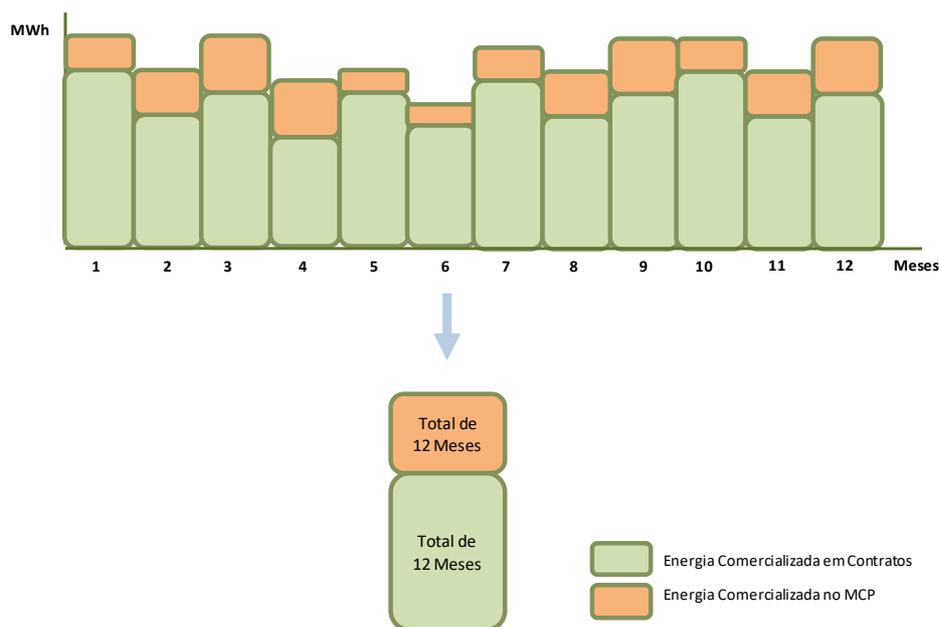


Figura 5: Determinação do volume de energia comercializada utilizada no rateio proporcional de votos

Visando manter o equilíbrio na participação dos agentes na Assembleia Geral, é vedada a uma Categoria de agentes a posse da maioria dos votos determinada para cada assembleia. Assim, caso uma das categorias detenha a maioria dos votos da Assembleia Geral, os votos que excederem 50% (cinquenta por cento) serão remanejados dos agentes da referida categoria, para os demais agentes da CCEE, conforme ilustrado na [Figura 6](#).

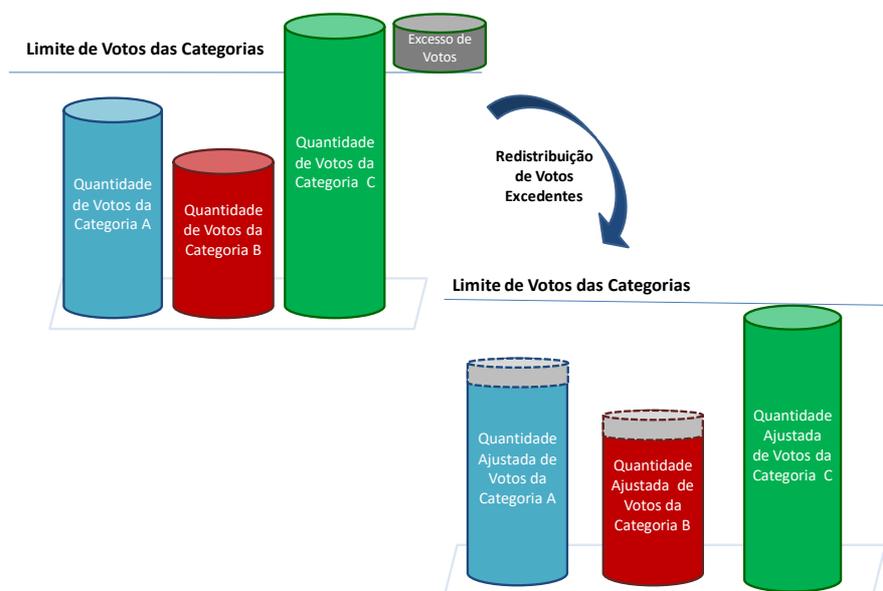


Figura 6: Redistribuição dos votos excedentes em determinada categoria

### 1.1.3. Rateio da Contribuição dos Agentes

#### Patrimônio e Custeio da CCEE

Conforme disciplina o art. 11 do Decreto nº 5.177, de 2004, o patrimônio da CCEE é constituído por contribuições dos agentes, eventuais subvenções e doações, receitas resultantes de ressarcimento de custos e despesas, recebimento de emolumentos, aplicação dos recursos sociais, e pelos bens móveis e imóveis, títulos, valores e direitos pertencentes, ou que venham a pertencer, à CCEE.

Com relação ao custeio, a CCEE, como organização civil de direito privado e sem fins lucrativos, tem seus custos totais, incluindo os operacionais e de investimento decorrentes de atividades realizadas para seu funcionamento, rateados entre todos os agentes, proporcionalmente aos votos atribuídos para participação nas Assembleias Gerais.

#### Os Agentes e a Participação na CCEE

São associados da CCEE todos os agentes com participação obrigatória e facultativa previstos na Convenção de Comercialização e que tenham seus pedidos de adesão deferidos pelo Conselho de Administração da CCEE.

Os agentes da CCEE dividem-se nas categorias de Geração, Distribuição e Comercialização, conforme definido na Convenção de Comercialização, integradas cada qual pelas seguintes classes:

- I. Categoria de Geração: classe dos agentes geradores de serviço público, produtores independentes e autoprodutores;
- II. Categoria de Distribuição: classe dos agentes distribuidores; e
- III. Categoria de Comercialização: classe dos agentes importadores e exportadores, comercializadores, dos consumidores livres e consumidores especiais.

São agentes com participação obrigatória na CCEE:

- Os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW;
- Os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica ~~com intercâmbio igual ou superior a 50 MW;~~
- Os agentes de geração comprometidos com Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR e com Contrato de Energia de Reserva – CER;
- ~~Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;~~
- Os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica ~~cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior,~~ quando não adquirirem a totalidade da energia de suprimento com tarifa regulada, conforme regulamentação vigente;
- Os autorizados de comercialização de energia elétrica, ~~cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;~~

- Os Consumidores Livres e os Consumidores Especiais.

~~É facultativa a participação na CCEE dos titulares de autorização para autoprodução com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo, não sejam despachadas de forma centralizada pelo ONS e não comercializem excedentes de energia elétrica.~~

Os detentores de concessão, permissão, autorização ou registro de geração, com central geradora com capacidade instalada inferior a 50 MW, observadas as exceções estabelecidas na ~~exceto os agentes referidos no inciso VII do § 1º do art. 11 da~~ Convenção de Comercialização, podem optar por ser agentes da CCEE ou ser representados por outro agente da CCEE.

Também são agentes com participação facultativa na CCEE os demais concessionários, permissionários, autorizados ou detentores de registro de geração, de importação, de exportação, de distribuição e de comercialização, conforme ~~o caso, não discriminados no § 1º do art. 11 da~~ Convenção de Comercialização.

### **Metodologia de Cálculo da Contribuição Associativa**

O cálculo da contribuição associativa mensal de cada agente utiliza os mesmos critérios considerados para fins de apuração da quantidade de votos, aplicados mensalmente sobre 1/12 (um doze avos) do orçamento anual da CCEE aprovado em Assembleia Geral no ano anterior.

Desse modo, mensalmente, ao final de cada contabilização, a CCEE efetua o cálculo de votos para cada agente ativo a fim de obter a posição atualizada referente ao total de energia transacionada nos últimos 12 meses. A partir do resultado obtido, é aplicado o percentual de contribuição de cada agente em função da relação entre a quantidade de votos do agente e o total geral de votos (uniforme e proporcional).

## **2. Detalhamento do Cálculo de Votos**

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Votos e Contribuição Associativa”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### **2.1. Apuração do Rateio de Votos**

#### **Objetivo:**

Determinar a quantidade de votos a que cada agente da CCEE tem direito em uma Assembleia Geral.

#### **Contexto:**

Para determinar a quantidade de votos com que cada agente poderá participar das Assembleias Gerais, é necessário calcular o montante de votos uniformes e proporcionais que cabe ao agente na data de realização de cada Assembleia Geral.

A ~~Figura 7~~Figura 7 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

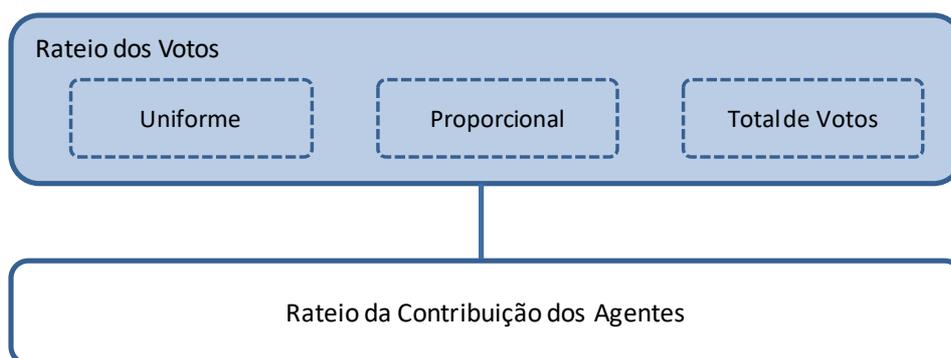


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Votos e Contribuição Associativa”

### 2.1.1. Determinação dos Votos do Rateio Uniforme

1. Para cada agente da CCEE com direito a votos fixos (todos os agentes da CCEE, exceto os criados para necessidade operacional, como o Agente Comercializador de Energia de Reserva - ACER) a quantidade de votos do rateio uniforme é determinada em função do total de votos disponíveis para rateio uniforme e do total de agentes da CCEE na data de realização da Assembleia Geral, conforme expressão que segue:

$$VOT\_RU\_AGEN_{\alpha,\phi} = \frac{TOT\_VOT\_RU_{\phi}}{\sum_{\alpha} AG_{\alpha,\phi}}$$

Onde:

$VOT\_RU\_AGEN_{\alpha,\phi}$  é a Quantidade de Votos do Rateio Uniforme de cada agente “ $\alpha$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$TOT\_VOT\_RU_{\phi}$  é o Total de Votos para Rateio Uniforme para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$AG_{\alpha,\phi}$  é o agente “ $\alpha$ ” com direito a votos no mês de realização da Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

#### Importante:

Na determinação dos votos do rateio uniforme, será desconsiderado o agente ACER do total de agentes da CCEE apurados na data de realização da Assembleia Geral.

- 1.1. A Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente é definido pela Quantidade de Votos do Rateio Uniforme de cada agente. Entretanto, no caso de Comercializadores Varejistas que representam agentes de adesão obrigatória na CCEE ([conforme Convenção de Comercialização Agentes que possuam centrais geradoras com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW; Artº 11 A da REN nº 109/2004](#)), a Quantidade de Votos do Rateio Uniforme será atribuída ao varejista, conforme expressão:

*Se o agente “ $\alpha$ ” é representado por um comercializador varejista:*

$$VOT_{RU_{\alpha,\phi}} = 0$$

Caso Contrário:

$$VOT_{RU_{\alpha,\phi}} = VOT_{RU\_AGEN_{\alpha,\phi}} + \sum_{\alpha^* \in R\alpha} VOT_{RU\_AGEN_{\alpha^*,\phi}}$$

Onde:

$VOT_{RU_{\alpha,\phi}}$  é a Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente “ $\alpha$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$VOT_{RU\_AGEN_{\alpha,\phi}}$  é a Quantidade de Votos do Rateio Uniforme de cada agente “ $\alpha$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

“ $R\alpha$ ” é o conjunto de agente “ $\alpha^*$ ” que são representados por comercializador varejista “ $\alpha$ ”

### Representação Gráfica

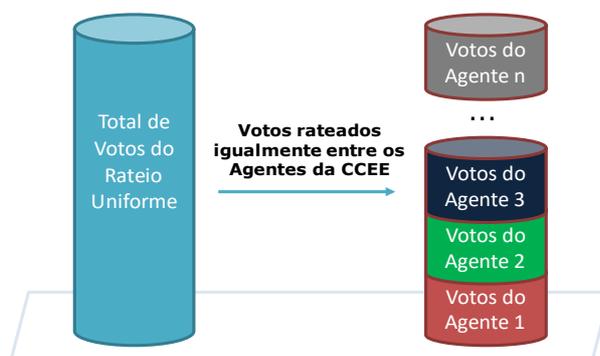


Figura 8: Rateio uniforme de votos

### 2.1.2. Dados de Entrada para Determinação dos Votos Uniformes

Total de Votos Uniformes definidos pela CCEE	
<b>TOT_VOT_RU<math>\phi</math></b>	Quantidade Total de Votos destinada ao rateio uniforme entre todos os agentes, de todas as categorias de agentes, cadastrados na CCEE, para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”
Descrição	Quantidade Total de Votos destinada ao rateio uniforme entre todos os agentes, de todas as categorias de agentes, cadastrados na CCEE, para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”
Unidade	n.a.
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### 2.1.3. Dados de Saída da Determinação dos Votos Uniformes

		Quantidade de Votos do Rateio Uniforme
VOT <sub>RU<math>\alpha,\phi</math></sub>	Descrição	Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente “ $\alpha$ ” na Assembleia Geral “ $\phi$ ”.
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.1.4. Determinação dos Votos Proporcionais

A quantidade de votos do rateio proporcional é obtida em função da quantidade de energia comercializada pelo agente em operações no mercado de energia elétrica, e de acordo com a categoria de agentes em que está enquadrado na CCEE.

#### Energia Comercializada para Rateio Proporcional

2. A Energia utilizada para o rateio proporcional dos votos corresponde ao montante total de energia **comercializada** pelo agente na CCEE, determinado em função dos montantes de geração/consumo e dos contratos de compra/venda de energia, apurados nos últimos 12 (doze) meses, contabilizados e certificados, anteriores à data de realização da Assembleia Geral.
  - 2.1. O agente ACER não participa do rateio proporcional dos votos.
  - 2.2. Aos agentes comprometidos com CCEAR por disponibilidade, CER ou CCEN é atribuída, ainda, a energia comercializada no MCP associada aos respectivos contratos, seja por excedente de geração disponível para atendimento a esses contratos ou por falta de geração decorrente de indisponibilidade das usinas comprometidas com esse tipo de contratação.
  - 2.3. Serão atribuídos aos agentes de Distribuição que possuem contratos de Cotas de Garantia Física os efeitos decorrentes da comercialização dessa energia no MCP.
  - 2.4. Os montantes transacionados por meio do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE também são considerados no rateio proporcional dos votos.

A quantidade total de energia comercializada pelo agente na CCEE utilizada para rateio proporcional dos votos é calculada de acordo com os seguintes comandos:

3. A Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos é obtido pela Energia Comercializada para o Rateio Proporcional dos Votos do Agente dos 12 meses anteriores ao mês de realização da Assembleia Geral, contabilizados e certificados, conforme expressão:

$$E_{RP_{\alpha,m}} = \sum_{mp} EC_{RP\_AGEN_{\alpha,m,mp}}$$

$$\forall \alpha \notin R\alpha$$

Onde:

$E_{RP_{\alpha,m}}$  é a Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos do agente “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “ $m$ ”

$EC_{RP\_AGEN_{\alpha,m,mp}}$  é a Energia Comercializada para o Rateio Proporcional dos Votos do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “ $m$ ”, em relação ao mês contabilizado e certificado “ $mp$ ”

“ $mp$ ” representa os 12 meses anteriores, contabilizados e certificados, ao mês de realização da Assembleia Geral “ $m$ ”.

“ $R\alpha$ ” é o conjunto de agente “ $\alpha$ ” que são representados por comercializador varejista

- 3.1. A Energia Comercializada para o Rateio Proporcional dos Votos do Agente é obtida através da comparação entre a soma dos recursos e a soma dos requisitos de todos os perfis do agente. O maior valor destas duas grandezas é a energia comercializada do agente que será utilizada para o rateio proporcional dos votos, conforme expressão:

$$EC_{RP\_AGEN_{\alpha,m}} = \max \left( \sum_{a \in A\alpha} (RECURSO\_VT_{a,m}), \sum_{a \in A\alpha} (REQUISITO\_VT_{a,m}) \right)$$

Onde:

$EC_{RP\_AGEN_{\alpha,m}}$  é a Energia Comercializada para o Rateio Proporcional dos Votos do Agente “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral, “ $m$ ”

$RECURSO\_VT_{a,m}$  é o Montante apurado como Recurso para fins da determinação de Votos do perfil do agente “ $a$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “ $m$ ”

$REQUISITO\_VT_{a,m}$  é o Montante apurado como Requisito para fins da determinação de Votos do perfil do agente “ $a$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “ $m$ ”

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de agente “ $a$ ” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

## Representação Gráfica

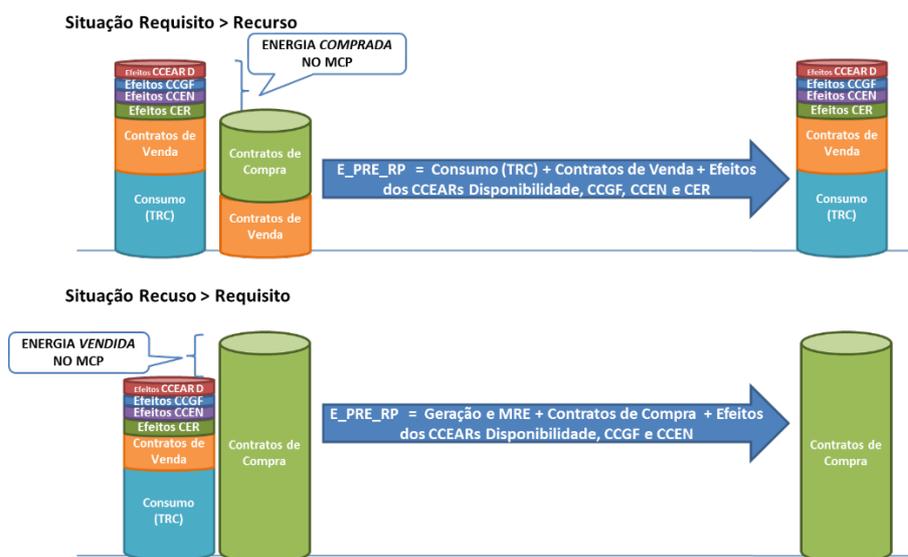


Figura 9: Determinação da energia comercializada para rateio proporcional dos votos

- 3.2. O Montante apurado como Recurso para fins da determinação de Votos é determinado pela soma do total de geração do agente, considerando a energia realocada pelo MRE, com seus contratos de compra, montante de energia comercializado associado aos CCEARs por disponibilidade, CER, CCEN, CCGFs, quando aplicáveis, conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{RECURSO\_VT}_{a,m} \\
 = & \sum_{j \in m} \sum_s (TGG_{a,s,j} + MRE_{a,s,j}) + \sum_{j \in m} \sum_{e \in ECA} CQ_{e,j} + E\_CCEAR\_D\_RC_{a,m} \\
 & + E\_CCGF_{a,m} + E\_CCEN_{a,m}
 \end{aligned}$$

Onde:

$RECURSO\_VT_{a,m}$  é o Montante apurado como Recurso para fins da determinação de Votos do perfil do agente “a”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$TGG_{a,s,j}$  é a Geração Total do perfil de agente “a” no submercado “s” no período de comercialização “j”

$MRE_{a,s,j}$  representa a Consolidação do Resultado do MRE do perfil de agente “a” no submercado “s” no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$E\_CCEAR\_D\_RC_{a,m}$  é o Recurso referente à Quantidade de Energia associada aos CCEARs por Disponibilidade para rateio proporcional, do perfil de agente “a” no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$E\_CCGF_{a,m}$  é a Quantidade de Energia associada aos CCGF para rateio proporcional, do perfil de agente cotista “a” no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$E\_CCEN_{a,m}$  é a Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCENs do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

“m” é o mês de realização da Assembleia Geral “φ”

- 3.2.1. O Recurso referente à quantidade de energia para rateio proporcional associada aos CCEARs por disponibilidade ou CER é determinada para os agentes comprometidos com tais contratos, a fim de considerar o balanço energético já considerando os efeitos desse tipo de contratação.
- 3.2.1.1. Para os agentes **vendedores** de CCEARs por disponibilidade ou CER, o recurso referente à energia associada aos contratos a ser abatida do montante para rateio proporcional é calculado com base em seus compromissos contratuais e geração destinada aos contratos, considerando os montantes não entregues por conta de descasamento e atraso, bem como os montantes despachados e não gerados conforme a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{E\_CCEAR\_D\_RC}_{a,m} \\
 = & (-1) \\
 & * \sum_{p \in a} \sum_{t \in TLP} \sum_{l \in LP} \left( \sum_{j \in m} \max \left( 0, G\_PROD_{p,t,l,j} - \sum_{e \in EPTL} CQ_{e,j} + EAPS_{p,t,l,j} \right. \right. \\
 & \left. \left. + DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j} \right) \right)
 \end{aligned}$$

Onde

$E\_CCEAR\_D\_RC_{a,m}$  é o Recurso referente à Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

$EAPS_{p,t,l,j}$  é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento e de Atraso na Entrada em Operação Comercial de cada parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, no Período de Comercialização “j”

$DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de CCEARs por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”.

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida “a” perfil de agente vendedor de CCEARs

### Importante:

Uma vez que não são calculados votos para o agente ACER, o montante transacionado referente a Energia de Reserva somente é considerado no cálculo da energia para rateio proporcional de votos referente ao agente vendedor.

## Representação Gráfica

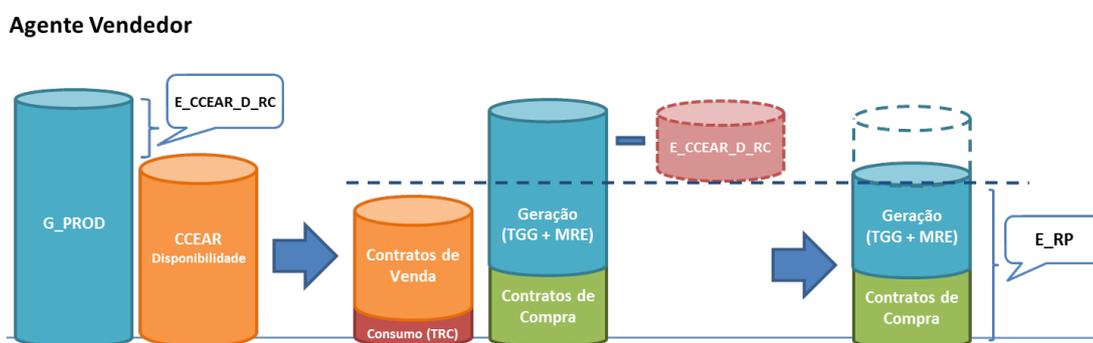


Figura 10: Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER referente ao agente vendedor

3.2.1.2. Para os agentes **compradores** comprometidos com CCEARs por disponibilidade o recurso referente à energia associada aos contratos a ser acrescida no montante para rateio proporcional é calculado de forma proporcional ao fator de comprometimento com produto referente a cada agente comprador, acrescido da obrigação de entrega acima do montante contratado nos CCEAR por disponibilidade proveniente de Leilões de Energia Nova realizados de 2011 em diante, sendo obtido da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & E\_CCEAR\_D\_RC_{a,m} \\
 = & \sum_{p \in PCA} \sum_{t \in TLP} \sum_{l \in LP} \left( \left( \sum_{j \in m} \max \left( 0, G\_PROD_{p,t,l,j} - \sum_{e \in EPTL} CQ_{e,j} + EAPS_{p,t,l,j} \right. \right. \right. \\
 & \left. \left. \left. + DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j} \right) \right) * F\_CPROD_{a,p,t,l,m} \right) \\
 & + \sum_{p \in PCA} \sum_{t \in TLP} \sum_{l \in LP} \left( \sum_{j \in m} \max \left( 0, OBE\_PROD_{p,t,l,e,j} - CQ_{e,j} \right) \right)
 \end{aligned}$$

Onde:

$E\_CCEAR\_D\_RC_{a, m}$  é o Recurso referente à Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER do perfil de agente "a" no mês de apuração "m"

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no período de comercialização "j".

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato, "e", no período de comercialização, "j".

$EAPS_{p,t,l,j}$  é a Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento e de Atraso na Entrada em Operação Comercial de cada parcela de usina, "p", comprometida com o produto, "t", do leilão, "l", no Período de Comercialização, "j"

$DSP\_NG\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

$F\_CPROD_{a,p,t,l,m}$  é o Fator de Comprometimento com o Produto do perfil de agente “a”, referente a parcela de usina “p”, negociada no produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de CCEARs por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“PCA” é o conjunto de parcelas de usinas “p”, comprometidas com contratos por Disponibilidade, onde o perfil de agente, “a”, é o comprador do Contrato por Disponibilidade

“m” é o mês de realização da Assembleia Geral “ $\phi$ ”

### Representação Gráfica

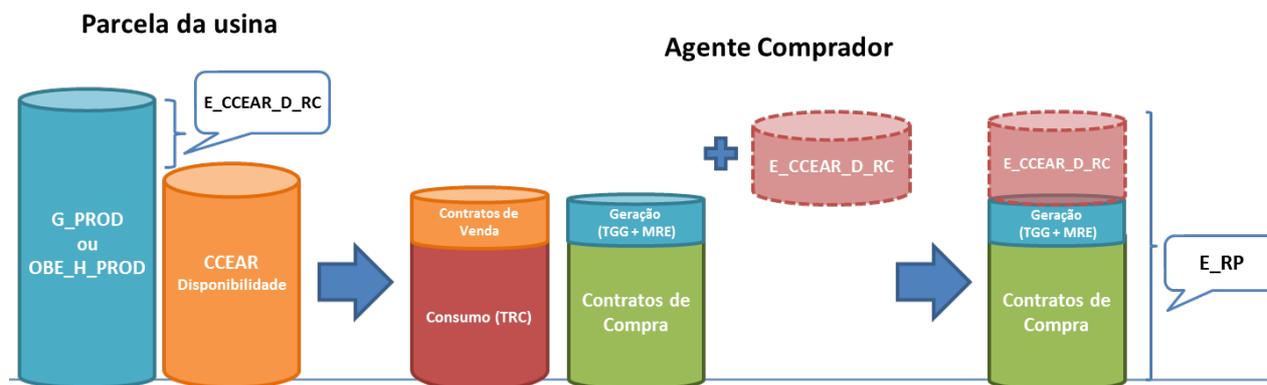


Figura 11: Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER referente ao agente comprador

3.2.1.3. Para os agentes não comprometidos com CCEARs por disponibilidade ou CER o recurso referente à energia para rateio proporcional associada aos contratos é nula, conforme a expressão que segue:

$$E\_CCEAR\_D\_RC_{a,m} = 0$$

Onde:

$E\_CCEAR\_D\_RC_{a,m}$  é o Recurso referente à Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

- 3.2.2. Para os agentes de distribuição cotistas dos Contratos de Cotas de Garantia Física, conforme o Decreto nº 7.805/12, é determinada a quantidade de energia para rateio proporcional associada aos CCGFs, em função do balanço energético assumido, conforme equação abaixo:

*Se o agente for um distribuidor que possua Contratos de Cotas de Garantia Física:*

$$E\_CCGF_{a,m} = \max \left( 0, \left( \sum_p \sum_{j \in m} \sum_s G\_CCGF_{a,p,s,j} \right) - \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in CCGF}} \sum_{j \in m} CQ_{e,j} \right)$$

*Caso contrário:*

$$E\_CCGF_{a,m} = 0$$

Onde:

$E\_CCGF_{a,m}$  é a Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCGFs do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

$G\_CCGF_{a,p,s,j}$  Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a” por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

- 3.2.3. Para os agentes de distribuição cotistas que possuam Contratos de Cotas de Energia Nuclear (CCENs), é determinada a quantidade de energia para rateio proporcional associada, em função do balanço energético assumido, conforme equação abaixo:

*Se o agente for um distribuidor que possua Contratos de Cotas de Energia Nuclear:*

$$E\_CCEN_{a,m} = \max \left( 0, \left( \sum_s \sum_{j \in m} G\_CCEN_{a,s,j} \right) - \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in CCEN}} \sum_{j \in m} CQ_{e,j} \right)$$

*Caso contrário:*

$$E\_CCEN_{a,m} = 0$$

Onde:

$E\_CCEN_{a,m}$  é a Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCENs do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”

$G\_CCEN_{a,p,s,j}$  é a Geração Final a ser destinada a cada perfil de agente distribuidor “a” por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear vinculados ao perfil de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 3.3. O Montante apurado como Requisito para fins da determinação de votos é determinado pela a soma do total de consumo do agente com seus contratos de venda, do requisito referente

à quantidade de energia associada aos CCEARs e do consumo de geração associado aos CCGFs e CCENs, conforme a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \text{REQUISITO\_VT}_{a,m} &= \sum_{j \in m} \sum_s \text{TRC}_{a,s,j} + \sum_{j \in m} \sum_{e \in \text{EVA}} \text{CQ}_{e,j} + \text{E\_CCEAR\_D\_RQ}_{a,m} + \text{E\_CG\_CCGF}_{a,m} \\ &+ \text{E\_CG\_CCEN}_{a,m} + \text{QM\_CER}_{a,m} \end{aligned}$$

Onde:

$\text{REQUISITO\_VT}_{a,m}$  é o Montante apurado como Requisito para fins da determinação de Votos do perfil do agente “a”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$\text{TRC}_{a,s,j}$  é a Consumo Total do perfil de agente “a” no submercado “s” no período de comercialização “j”

$\text{CQ}_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

$\text{E\_CCEAR\_D\_RQ}_{a,m}$  é o Requisito referente à Quantidade de Energia associada aos CCEARs por Disponibilidade para rateio proporcional, do perfil de agente “a” no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$\text{E\_CG\_CCGF}_{a,m}$  é o Consumo de Geração associado aos CCGFs e CCENs para Rateio Proporcional do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

$\text{E\_CG\_CCEN}_{a,m}$  é o Consumo de Geração para Rateio Proporcional associado aos CCENs do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

$\text{QM\_CER}_{a,m}$  é a Quantidade mensal do Contrato de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

“EVA” é o Conjunto de Contratos de Venda do perfil de agente “a”

“m” é o mês de realização da Assembleia Geral “m”

3.3.1. Tendo em vista que a obrigação de entrega é prevista nos CCEARs por disponibilidade, fonte termelétrica, proveniente de leilões de energia nova realizados de 2011 em diante, este é considerado como parte da contratação de energia nesta modalidade, trazendo os efeitos conforme condições abaixo:

3.3.1.1. Para os agentes **vendedores** de CCEARs por disponibilidade, o requisito referente à energia associada a tais contratos, a ser considerada no montante para rateio proporcional, verifica a obrigação de entrega superior ao montante contratado, conforme a seguinte expressão:

$$\text{E\_CCEAR\_D\_RQ}_{a,m} = \sum_{p \in a} \sum_{t \in \text{TLP}} \sum_{l \in \text{LP}} \sum_{e \in \text{EPTL}} \left( \sum_{j \in m} \max(0, \text{OBE\_PROD}_{p,t,l,e,j} - \text{CQ}_{e,j}) \right)$$

Onde

$\text{E\_CCEAR\_D\_RQ}_{a,m}$  é o Requisito referente à Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

$OBE\_PROD_{p,t,l,e,j}$  é a Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato “e”, no período de comercialização “j”

$CQ_{e,j}$  é a Quantidade Modulada do Contrato “e” no período de comercialização “j”

“EPTL” é o conjunto de CCEARs por Disponibilidade “e”, pertencentes à usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”.

“TLP” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão “l”

“LP” é o conjunto de leilões “l”, em que cada parcela da usina “p” está comprometida

“m” é o mês de realização da Assembleia Geral “ $\phi$ ”

## Representação Gráfica

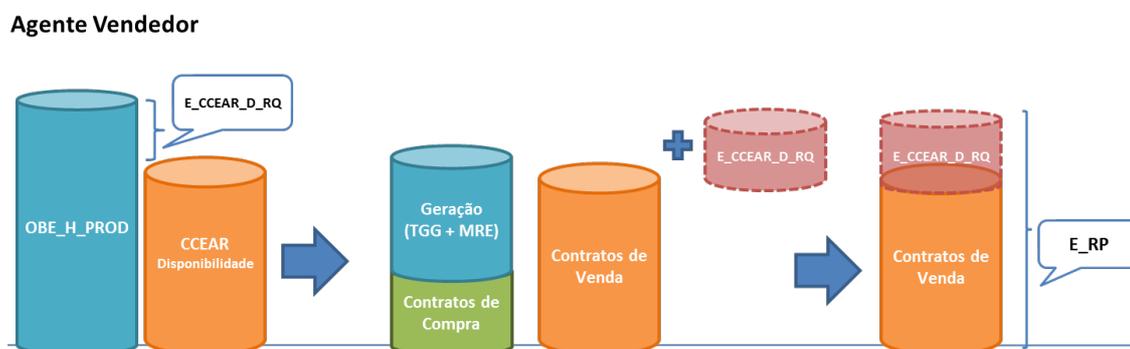


Figura 12: Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER referente ao agente comprador

- 3.3.1.2. Para os agentes **compradores** comprometidos com CCEARs por disponibilidade ou para os agentes não comprometidos com CCEARs por disponibilidade, o requisito referente à energia para rateio proporcional associada aos contratos é nulo, conforme a expressão que segue:

$$E\_CCEAR\_D\_RQ_{a,m} = 0$$

Onde:

$E\_CCEAR\_D\_RQ_{a,m}$  é o Requisito referente à Quantidade de Energia para Rateio Proporcional associada aos CCEARs por Disponibilidade ou CER do perfil de agente “a” no mês de apuração “m”

- 3.3.2. Do mesmo modo que a geração das usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física às distribuidoras cotistas, conforme o Decreto nº 7.805/12, o consumo da geração para rateio proporcional das usinas também será atribuído à distribuidora, conforme seguinte expressão:

Se o agente for um distribuidor que possua CCGFs:

$$E\_CG\_CCGF_{a,m} = \sum_p \sum_{j \in m} \sum_s CG\_CCGF_{a,p,s,j}$$

*Caso contrário:*

$$E\_CG\_CCGF_{a,m} = 0$$

Onde:

$E\_CG\_CCGF_{a,m}$  é o Consumo de Geração para Rateio Proporcional associado aos CCGFs do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

$CG\_CCGF_{a,p,s,j}$  é a o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a” por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

- 3.3.3. Analogamente as cotas de garantia física, o consumo da geração das usinas associadas aos CCENS será atribuído as distribuidoras cotistas para consideração no rateio proporcional de votos, conforme expressão:

*Se o agente for um distribuidor que possua CCENS*

$$E\_CG\_CCEN_{a,m} = \sum_S \sum_{j \in m} CG\_CCEN_{a,s,j}$$

*Caso contrário:*

$$E\_CG\_CCEN_{a,m} = 0$$

Onde:

$E\_CG\_CCEN_{a,m}$  é o Consumo de Geração para Rateio Proporcional associado aos CCENS do perfil de agente cotista “a” no mês de apuração “m”

$CG\_CCEN_{a,s,j}$  é a o Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a” por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, no submercado “s”, no período de comercialização “j”

4. O fator de participação do montante de energia para o rateio proporcional de cada perfil de agente é determinado pela relação da quantidade de recurso ou requisito de energia de energia de cada perfil de agente que contribuiu para apuração da quantidade total de energia comercializada do agente, no período dos 12 meses anteriores ao mês de realização da Assembleia Geral, contabilizados e certificados.
- 4.1. Logo, primeiramente, apura-se, para cada perfil de agente, a Energia Comercializada Considerada em cada mês, dos 12 meses anteriores contabilizados e certificados em relação ao mês de realização da Assembleia Geral, determinada pelo maior critério (Recurso ou Requisito) que prevaleceu nos referidos meses, conforme expressão:

$$Se \sum_{a \in A\alpha} (RECURSO\_VT_{a,m,mp}) \geq \sum_{a \in A\alpha} (REQUISITO\_VT_{a,m,mp})$$

$$EC\_RP\_MCC_{a,\alpha,m,mp} = RECURSO\_VT_{a,m,mp}$$

$$a \in \alpha$$

*Caso contrário:*

$$EC\_RP\_MCC_{a,\alpha,m,mp} = REQUISITO\_VT_{a,m,mp}$$

$$a \in \alpha$$

Onde:

$EC\_RP\_MCC_{a,\alpha,m,mp}$  é a Energia Comercializada Considerada em cada mês para o Rateio Proporcional dos Votos do perfil do agente “a”, vinculado ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”, em relação ao mês contabilizado e certificado “mp”.

$RECURSO\_VT_{a,m,mp}$  é o Montante apurado como Recurso para fins da determinação de Votos do perfil do agente “a”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”, em relação ao mês contabilizado e certificado “mp”.

$REQUISITO\_VT_{a,m,mp}$  é o Montante apurado como Requisito para fins da determinação de Votos do perfil do agente “a”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”, em relação ao mês contabilizado e certificado “mp”.

“mp” representa os 12 meses anteriores, contabilizados e certificados, ao mês de realização da Assembleia Geral “m”.

- 4.2. O fator de participação do montante de energia para rateio proporcional de cada perfil de agente é determinado pela representatividade de cada perfil de agente da Energia Comercializada Considerada em cada mês para o Rateio Proporcional dos Votos, conforme expressão:

$$FP\_E\_RP_{a,\alpha,m} = \frac{\sum_{mp} EC\_RP\_MCC_{a,\alpha,m,mp}}{E\_RP_{\alpha,m}}$$

Onde:

$FP\_E\_RP_{a,\alpha,m}$  é a Fator de Participação de energia para o rateio proporcional dos votos do perfil do agente “a”, com relação ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”.

$EC\_RP\_MCC_{a,\alpha,m,mp}$  é a Energia Comercializada Considerada em cada mês para o Rateio Proporcional dos Votos do perfil do agente “a”, vinculado ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”, em relação ao mês contabilizado e certificado “mp”.

$E\_RP_{\alpha,m}$  é a Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos do agente “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”

- 4.3. Por fim, a Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos por Perfil de Agente é obtido pela multiplicação da Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos do Agente com o Fator de participação de energia para o rateio proporcional dos votos do perfil do agente, conforme expressão:

$$E\_RP\_PERF_{a,\alpha,m} = E\_RP_{\alpha,m} * FP\_E\_RP_{a,\alpha,m}$$

Onde:

$E\_RP\_PERF_{a,\alpha,m}$  é a Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos por Perfil de Agente “a”, com relação ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$E\_RP_{\alpha,m}$  é a Quantidade de Energia para o Rateio Proporcional dos Votos do agente “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”

$FP\_E\_RP_{a,\alpha,m}$  é a Fator de Participação de energia para o rateio proporcional dos votos do perfil do agente “a”, com relação ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral “m”.

### Rateio Proporcional de Votos

5. O cálculo preliminar do rateio proporcional de votos é realizado para cada agente, em função do total de votos disponível para rateio proporcional em para cada agente, em cada Assembleia Geral, aplicado o fator referente à relação entre a energia proporcional para rateio calculada para o agente e a quantidade total de energia proporcional para rateio dos votos de todos os agentes da CCEE, de acordo com a seguinte expressão:

$$VOT\_RP_{\alpha,\phi} = TOT\_VOT\_RP_{\phi} * \frac{E\_RP_{\alpha,m}}{\sum_{\alpha} E\_RP_{\alpha,m}}$$

Onde:

$VOT\_RP_{\alpha,\phi}$  é a Quantidade Preliminar de Votos do Rateio Proporcional do agente “ $\alpha$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$TOT\_VOT\_RP_{\phi}$  é o Total de Votos para Rateio Proporcional para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$E\_RP_{\alpha,m}$  é a Quantidade de Energia para o rateio proporcional dos votos do agente “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral, “m”

“m” é o mês de realização da Assembleia Geral “ $\phi$ ”

#### **Importante:**

O rateio proporcional de votos é realizado para todos os agentes da CCEE, excluídos os agentes que possuem somente direito aos votos do rateio uniforme, e o agente comercializador de energia de reserva (ACER).

O cálculo da contribuição associativa, por sua vez, utiliza as mesmas premissas definidas no cálculo do rateio proporcional de votos.

6. Calculada a quantidade preliminar de votos proporcionais para cada agente, é necessário verificar a quantidade total de votos proporcionais para cada categoria de agentes. A quantidade de votos proporcionais por categoria será limitada ao total de votos disponíveis da categoria na Assembleia Geral, descontados o total de votos do rateio uniforme, conforme expressão que segue:

$$TMAX\_VOT\_RP_{ca,\phi} = LIM\_VOT_{ca,\phi} - \sum_{\alpha \in ca} VOT\_RU_{\alpha,\phi}$$

Onde:

$TMAX\_VOT\_RP_{ca,\phi}$  é o Total Máximo de Votos disponíveis para Rateio Proporcional por categoria de agentes "ca" na Assembleia Geral "φ"

$VOT\_RU_{\alpha,\phi}$  é a Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente "α" para a Assembleia Geral "φ"

$LIM\_VOT_{ca,\phi}$  é a Quantidade Limite de Votos da categoria de agentes "ca" na Assembleia Geral "φ"

7. Para cada categoria de agentes, é determinada a quantidade de votos proporcionais que tenha ultrapassado o total máximo de votos permitidos por categoria, de acordo com a expressão que segue:

$$EXC\_VOT\_RP_{ca,\phi} = \max\left(0, \sum_{\alpha \in ca} VOT\_RP_{\alpha,\phi} - TMAX\_VOT\_RP_{ca,\phi}\right)$$

Onde:

$EXC\_VOT\_RP_{ca,\phi}$  é o Quantidade de votos excedentes do rateio proporcional por categoria de agentes "ca" para a Assembleia Geral "φ"

$TMAX\_VOT\_RP_{ca,\phi}$  é o Total Máximo de Votos disponíveis para Rateio Proporcional por categoria de agentes "ca" para a Assembleia Geral "φ"

$VOT\_RP_{\alpha,\phi}$  é a Quantidade Preliminar de Votos do Rateio Proporcional do agente "α" para a Assembleia Geral "φ"

8. Estabelecido o excedente de votos proporcionais por categoria de agente, é realizado o ajuste da quantidade de votos proporcionais dos agentes, deduzindo ou acrescentando proporcionalmente a quantidade de votos excedentes. Para cada agente pertencente à determinada categoria o ajuste dos votos proporcionais é obtido, conforme a seguinte expressão:

Se  $\alpha \in ca$

e

$$\sum_{\alpha \in ca} VOT\_RP_{\alpha,\phi} > TMAX\_VOT\_RP_{ca,\phi}$$

Então,

$$VOT\_RP\_AJ_{\alpha,\phi} = VOT\_RP_{\alpha,\phi} - \left( \sum_{ca} EXC\_VOT\_RP_{ca,\phi} * \frac{VOT\_RP_{\alpha,\phi}}{\sum_{\alpha \in CAEXVP} VOT\_RP_{\alpha,\phi}} \right)$$

Caso contrário:

$$VOT\_RP\_AJ_{\alpha\phi} = VOT\_RP_{\alpha,\phi} + \left( \sum_{ca} EXC\_VOT\_RP_{ca,\phi} * \frac{VOT\_RP_{\alpha,\phi}}{\sum_{\alpha \in CAEXVP} VOT\_RP_{\alpha,\phi}} \right)$$

Onde:

$VOT\_RP\_AJ_{q,\phi}$  é o Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado para cada agente “ $\alpha$ ”, para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$EXC\_VOT\_RP_{q,\phi}$  é o Quantidade de votos excedentes do rateio proporcional por categoria de agentes “ $ca$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$VOT\_RP_{\alpha,\phi}$  é a Quantidade Preliminar de Votos do Rateio Proporcional do agente “ $\alpha$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

“CAEXVP” é o conjunto de categorias de agentes com excedente de votos proporcionais

### Importante:

O ajuste na quantidade preliminar de votos do rateio proporcional se faz necessário conforme disposto no ~~§ 4º do art. 26~~ da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

## Representação Gráfica

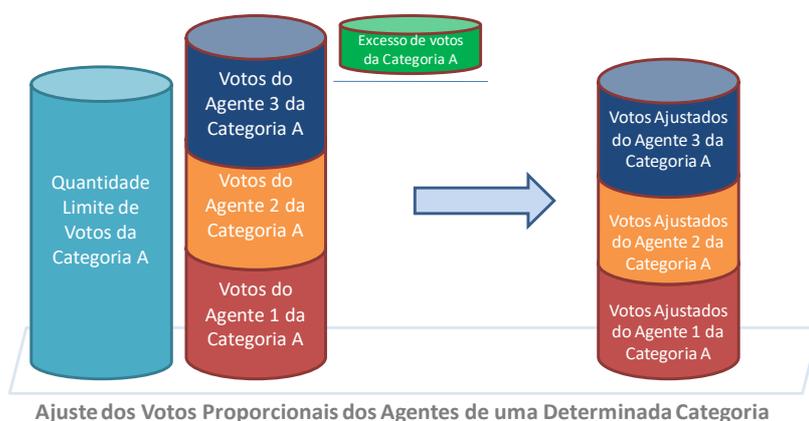


Figura 13: Processo de ajuste dos votos proporcionais por categoria de agentes

### 2.1.5. Dados de Entrada para Determinação dos Votos Proporcionais

Quantidade Modulada do Contrato		
CQ <sub>e,j</sub>	Descrição	Quantidade Modulada do Contrato “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Quantidade de Energia Despachada Não Gerada</b>		
<b>DSP_NG_PROD</b> <sub>p,t,l,j</sub>	Descrição	Quantidade de Energia Despachada Não Gerada Associada ao Produto de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Receita de Venda de CCEAR (Cálculo dos Ressarcimentos Devidos aos Contratos por Disponibilidade das Usinas Não Hidráulicas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Energia para Atendimento aos Casos de Descasamento e de Atraso</b>		
<b>EAPS</b> <sub>p,t,l,j</sub>	Descrição	Volume de energia correspondente à parcela de usina não hidráulica “p” (exceto Biomassa), comprometida com o produto, “t”, do leilão, “l”, que não atende o CCEAR em função de o início do período de suprimento do contrato ocorrer antes da entrada em operação comercial do empreendimento, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Comprometimento com o Produto</b>		
<b>F_CPROD</b> <sub>a,p,l,t,m</sub>	Descrição	Participação do agente comprador de um contrato por disponibilidade “a” em relação à contratação de CCEAR, vinculados a uma usina “p”, de um determinado produto “t” e leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Anexo I -Cálculo da Geração Total do Agente Comprometida com Contratos por Disponibilidade e com Contratos de Cotas de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração destinada ao Contrato de Cota de Garantia Física</b>		
<b>G_CCGF</b> <sub>a,p,s,j</sub>	Descrição	Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de

	Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Consumo de Geração destinado ao Contrato de Cota de Garantia Física

CG\_CCGF<sub>a,p,s,j</sub>

Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente cotista “a”, por meio do Contrato de Cota de Garantia Física vinculado à parcela de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Consumo de Geração destinado aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear

CG\_CCEN<sub>a,p,s,j</sub>

Descrição	Consumo de Geração a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a” por meio dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Geração destinada aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear

G\_CCEN<sub>a,p,s,j</sub>

Descrição	Geração Final a ser destinado a cada perfil de agente distribuidor “a” por meio dos Contratos de Cotas de
-----------	---

	Energia Nuclear vinculados ao perfil de usina “p”, no submercado “s”, no período de comercialização “j”
Unidade	MWh
Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo da Geração para Atendimento dos Contratos por Disponibilidade, Contratos de Cota de Garantia Física e Contratos de Cotas de Energia Nuclear)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Geração Destinada para Atendimento ao Produto

<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade ou CER da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### Quantidade Limite de Votos por categoria de agentes

<b>LIM_VOT<sub>ca,φ</sub></b>	Descrição	Quantidade Limite de Votos da categoria de agentes “ca” na assembleia geral “φ”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos

### Consolidação do Resultado do MRE

<b>MRE<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Corresponde à totalização dos ajustes aplicados às usinas, participantes do MRE, do perfil de agente “a”, para cada submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>TGG<sub>a,s,j</sub></b>	<b>Geração Total do Agente</b>
----------------------------	--------------------------------

	Descrição	Informação consolidada de geração de cada perfil de agente "a" no submercado "s" (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste) no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Total de Votos para Rateio Proporcional

TOT_VOT_RP $\phi$	Descrição	Quantidade Total de Votos destinados ao rateio proporcional entre todos os agentes de todas as categorias de agentes cadastrados na CCEE, para a assembleia geral " $\phi$ "
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### Consumo Total do Agente

TRC $_{a,s,j}$	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente "a" no submercado "s" no período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Votos do Rateio Uniforme

VOT_RU $_{\alpha,\phi}$	Descrição	Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente " $\alpha$ " na Assembleia Geral " $\phi$ ".
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

QM_CER $_{a,m}$	Quantidade mensal do Contrato de Energia de Reserva
-----------------	---

	Descrição	Quantidade mensal do Contrato de Energia de Reserva do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Encargos (Encargos por Segurança Energética e por Ultrapassagem da CAR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade</b>		
<b>OBE_PROD</b> <sub>p,t,l,e,j</sub>	Descrição	Obrigação de Entrega de Energia associado ao CCEAR por Disponibilidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto “t”, do leilão “l”, do contrato com a distribuidora “e”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.6. Dados de Saída da Determinação dos Votos Proporcionais

	<b>Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado</b>	
<b>VOT_RP_AJ</b> <sub>α,φ</sub>	Descrição	Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado para cada agente “α”, na assembleia geral “φ”.
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Participação de Energia para o Rateio Proporcional</b>		
<b>FP_E_RP</b> <sub>a,α,m</sub>	Descrição	Fator de Participação de Energia para o Rateio Proporcional dos votos do perfil do agente “a”, com relação ao agente principal “α”, no mês de realização da Assembleia Geral, m.
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Determinação do Total de Votos do Agente

A quantidade total de votos por agente em cada Assembleia Geral corresponde à consolidação dos votos uniformes e proporcionais aos quais o agente tem direito a participar na assembleia.

- Realizado o ajuste da quantidade de votos proporcionais em função da categoria a qual o agente pertence, no mês de realização da Assembleia Geral, o total de votos do agente para participação na assembleia é determinado pela expressão que segue:

$$TOT\_VOT_{\alpha,\phi} = VOT\_RU_{\alpha,\phi} + VOT\_RP\_AJ_{\alpha,\phi}$$

Onde:

$TOT\_VOT_{\alpha,\phi}$  é o Total de Votos do agente “ $\alpha$ ” na data da Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$VOT\_RP\_AJ_{\alpha,\phi}$  é o Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado para cada agente “ $\alpha$ ”, para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$VOT\_RU_{\alpha,\phi}$  é a Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente “ $\alpha$ ” para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

### Representação Gráfica

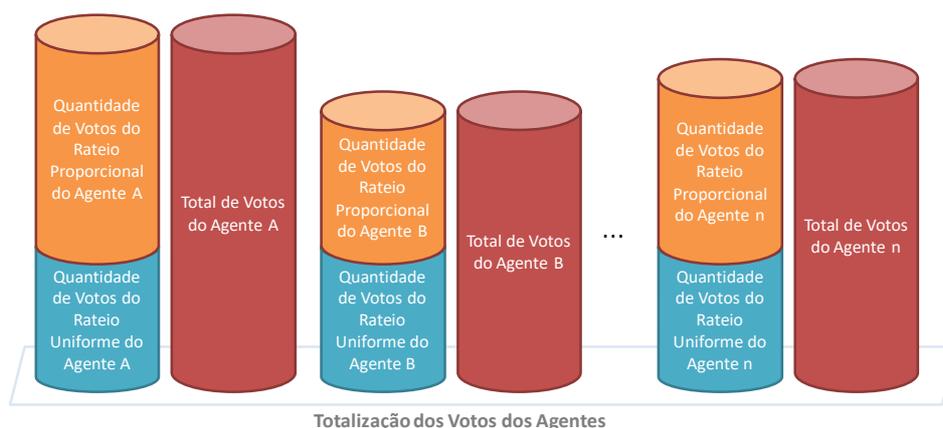


Figura 13: Determinação do total de votos por agente

#### Importante:

Os cálculos efetuados na determinação da quantidade de votos de cada agente para participação nas assembleias também são realizados mensalmente com o objetivo de determinar a contribuição associativa de cada agente perante a CCEE.

### 2.2.1. Dados de Entrada da Determinação do Total de Votos

$VOT\_RU_{\alpha,\phi}$

Quantidade de Votos do Rateio Uniforme

	Descrição	Quantidade de Votos do Rateio Uniforme Total do agente “ $\alpha$ ” na Assembleia Geral “ $\phi$ ”.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado</b>		
<b>VOT_RP_AJ<math>_{\alpha,\phi}</math></b>	Descrição	Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado para cada agente “ $\alpha$ ”, na Assembleia Geral “ $\phi$ ”.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Governança (Determinação dos Votos Proporcionais)
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.2. Dados de Saída da Determinação do Total de Votos

	<b>Quantidade Total de Votos do Agente</b>	
<b>TOT_VOT<math>_{\alpha,\phi}</math></b>	Descrição	Quantidade Total de Votos da agente “ $\alpha$ ” para participação na Assembleia Geral “ $\phi$ ”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

## 3. Determinação do Rateio da Contribuição

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Votos e Contribuição Associativa”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. Apuração do Rateio da Contribuição

#### Objetivo:

Determinar a contribuição mensal que cada agente deverá pagar à CCEE em virtude de sua adesão à Câmara.

#### Contexto:

Conforme disciplina o art. 12º do Decreto nº 5.177, de 2004, o custo de funcionamento da CCEE será coberto pelas contribuições dos agentes e por eventuais emolumentos.

Cada agente da CCEE somente poderá exercer os direitos de participar e votar nas sessões das Assembleias Gerais, se suas obrigações de pagamento quanto as contribuições e emolumentos devidos à CCEE estiverem devidamente cumpridas.

Nesta etapa, é definido o percentual de rateio dos custos de funcionamento da CCEE para cada agente, que aplicado sobre 1/12 (um doze avos) do orçamento anual da CCEE aprovado em cada Assembleia Geral, definirá o valor da contribuição mensal do agente.

A [Figura 14](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

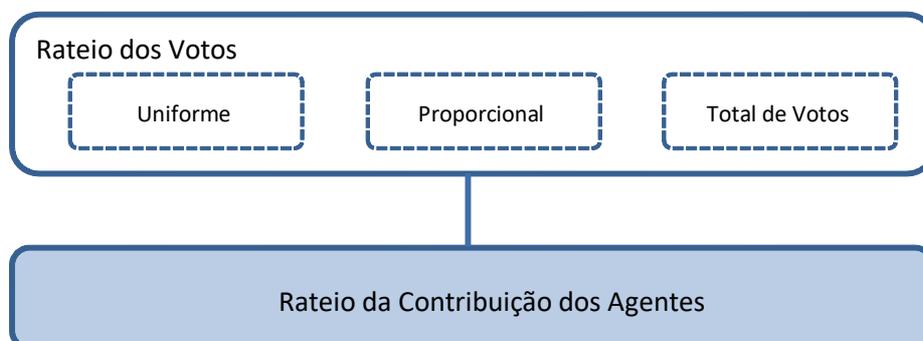


Figura 14: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Votos e Contribuição Associativa”

### 3.1.1. Detalhamento Rateio da Contribuição

10. O percentual de contribuição de cada agente é obtido em função da relação entre a quantidade de votos que o agente tem direito e o total de votos, uniforme e proporcional, existente para cada Assembleia Geral, conforme expressão que segue:

$$CONTRIB_{\alpha,m} = \frac{TOT\_VOT_{\alpha,\phi}}{TOT\_VOT\_RP_{\phi} + TOT\_VOT\_RU_{\phi}}$$

Onde:

$CONTRIB_{\alpha,m}$  é o Percentual de Contribuição do agente “ $\alpha$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_VOT_{\alpha,\phi}$  é o Total de Votos do agente “ $\alpha$ ” na data da assembleia geral “ $\phi$ ”

$TOT\_VOT\_RP_{\phi}$  é o Total de Votos para Rateio Proporcional para assembleia geral “ $\phi$ ”

$TOT\_VOT\_RU_{\phi}$  é o Total de Votos para Rateio Uniforme para Assembleia Geral “ $\phi$ ”

#### **Importante:**

Para fins de cálculo do rateio da contribuição a quantidade total de votos dos agentes será determinada mensalmente.

11. Para os agentes geradores que possuem usinas cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas pela Lei nº 12.783/13 é necessário informar a Aneel a participação dessas usinas no percentual de contribuição associativa do agente, conforme expressão que segue:

$$Se \sum_{\alpha \in RUCP} FP\_E\_RP_{\alpha,\alpha,m} = 1$$

$$FPUCP\_CONTRIB_{\alpha,m} = CONTRIB_{\alpha,m}$$

*Caso Contrário:*

$$FPUCP\_CONTRIB_{\alpha,m} = CONTRIB_{\alpha,m} * \frac{VOT\_RP\_AJ_{\alpha,\phi}}{TOT\_VOT_{\alpha,\phi}} * \sum_{a \in RUCP} FP\_E\_RP_{a,\alpha,m}$$

Onde:

$FPUCP\_CONTRIB_{\alpha,m}$  é o Fator de Participação das Usinas com Concessões Prorrogadas/Licitadas no Percentual de Contribuição do agente “ $\alpha$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

$CONTRIB_{\alpha,m}$  é o Percentual de Contribuição do agente “ $\alpha$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_VOT_{\alpha,\phi}$  é o Total de Votos do agente “ $\alpha$ ” na data da assembleia geral “ $\phi$ ”

$VOT\_RP\_AJ_{\alpha,\phi}$  é o Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado para cada agente “ $\alpha$ ”, para a Assembleia Geral “ $\phi$ ”.

$FP\_E\_RP_{a,\alpha,m}$  é a Fator de Participação de Energia para o rateio proporcional dos votos do perfil do agente “ $a$ ”, com relação ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral,  $m$ .

“RUCP” são perfis de agentes que representam usinas cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas conforme Lei nº 12.783/13.

### 3.1.2. Dados de Entrada do Rateio da Contribuição

<b>Fator de Participação de Energia para o Rateio Proporcional</b>		
<b>FP_E_RP<sub>a,α,m</sub></b>	Descrição	Fator de Participação de Energia para o Rateio Proporcional dos votos do perfil do agente “ $a$ ”, com relação ao agente principal “ $\alpha$ ”, no mês de realização da Assembleia Geral, $m$ .
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Governança (Determinação dos Votos Proporcionais)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Total de Votos do Agente</b>		
<b>TOT_VOT<sub>α,φ</sub></b>	Descrição	Quantidade Total de Votos da agente “ $\alpha$ ” para participação na assembleia geral “ $\phi$ ”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Governança (Determinação do Total de Votos do Agente)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado</b>		
<b>VOT_RP_AJ<sub><math>\alpha,\phi</math></sub></b>	Descrição	Quantidade de Votos do Rateio Proporcional Ajustado para cada agente " $\alpha$ ", na Assembleia Geral " $\phi$ ".
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Governança (Determinação dos Votos Proporcionais)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Total de Votos para Rateio Proporcional</b>		
<b>TOT_VOT_RP<sub><math>\phi</math></sub></b>	Descrição	Quantidade Total de Votos destinados ao rateio proporcional entre todos os agentes da CCEE, para a assembleia geral " $\phi$ "
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Total de Votos Uniformes definidos pela CCEE</b>		
<b>TOT_VOT_RU<sub><math>\phi</math></sub></b>	Descrição	Quantidade Total de Votos destinada ao rateio uniforme entre todos os agentes, de todas as categorias de agentes, cadastrados na CCEE, para a Assembleia Geral " $\phi$ "
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.3. Dados de Saída do Rateio da Contribuição

<b>Percentual de Contribuição do Agente</b>		
<b>CONTRIB<sub><math>\alpha,m</math></sub></b>	Descrição	Percentual de Contribuição do agente " $\alpha$ " no mês de apuração " $m$ "
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Fator de Participação das Usinas com Concessões Prorrogadas/Licitadas no Percentual de Contribuição</b>		
<b>FPUCP_CONTRIB<sub><math>\alpha,m</math></sub></b>	Descrição	Fator de Participação das Usinas com Concessões Prorrogadas/Licitadas no Percentual de

Contribuição do agente "α" no mês de apuração "m"	
Unidade	n.a.
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

---

## ANEXO XXII

### Alocação de Geração Própria

Versão 2021.2.0

#### 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Agentes autoprodutores, produtores independentes com cargas próprias e consumidores participantes de Sociedade de Propósito Específico.

Conforme estabelecido no Artº 26 da Lei nº 11.488, a geração destinada para uso exclusivo da carga, no caso de consumidores que possuem produção de energia elétrica própria ou que participam em Sociedade de Propósito Específico, deve ser considerada no pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas (PROINFA) e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL).

Tal geração destinada deve abater o consumo apurado, sendo o consumo resultante valorado ao custo (em R\$/MWh) de tais encargos, presente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Transmissão (TUST).

Conforme regulação vigente, a geração própria para abatimento dos encargos dever ser destinada para uso exclusivo da carga. Logo, expurgam-se da parte da geração passível de destinação àquela vendida para terceiros ou utilizada pela própria usina, quando esta possuir o regime de consórcio ou SPE.

A [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Alocação de Geração Própria” com os demais módulos das Regras de Comercialização

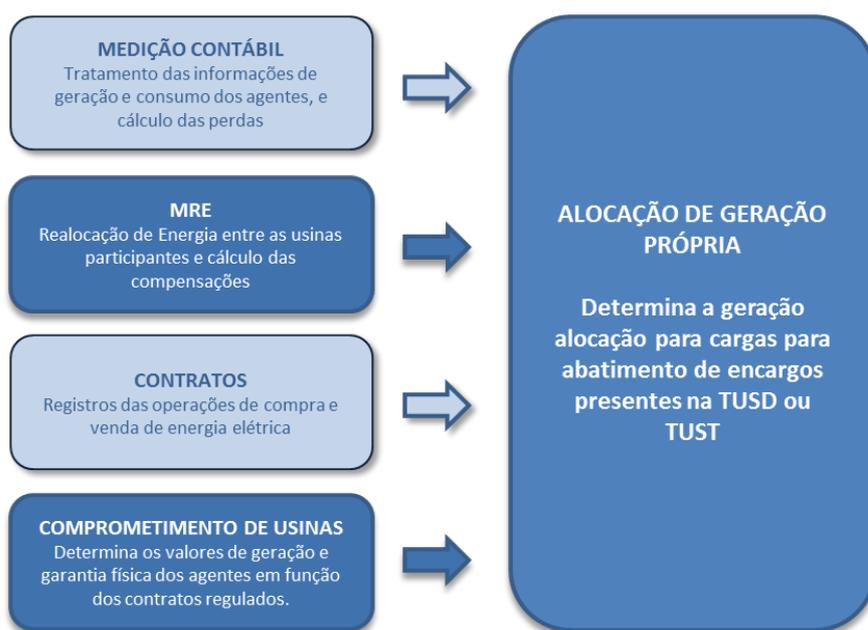


Figura 1: Relação do módulo Alocação de Geração Própria com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Alocação de Geração Própria”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar a quantidade de geração passível de alocação para as cargas correlatas, assim como a alocação efetiva para estas:

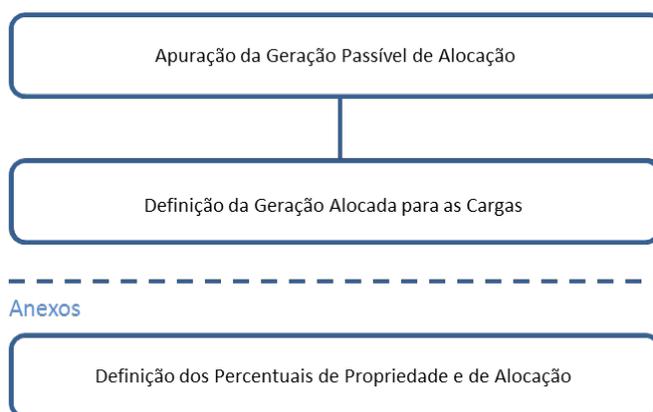


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

#### **Apuração da Geração Passível de Alocação**

Determina a geração passível de alocação das usinas para as cargas, através da apuração da geração resultante contabilizada de cada usina, descontada da parcela vendida para terceiros ou utilizada pela própria usina pertencente ao consórcio ou à SPE.

#### **Definição da Geração Alocada para as Cargas**

Determina a geração alocada pelo agente para suas respectivas cargas, a partir da geração passível de alocação e do percentual de alocação declarado pelo agente de cada usina para cada carga e, em caso de haver sobras de geração alocada, estas serão rateadas para as cargas que ainda possuam déficit de alocação.

#### **Definição dos Percentuais de Propriedade e de Alocação**

Determina os percentuais de propriedade do agente na usina, em função dos diversos arranjos societários do empreendimento e dos aspectos de modelagem de ativos.

### 1.1.2. Apuração da Geração Passível de Alocação

A geração passível de alocação possui como base a geração mensal resultante atribuída na contabilização para cada usina. Deste modo, para as usinas participantes do MRE, a geração mensal resultante na contabilização é a energia apurada pelo MRE para cada usina, incluindo a energia denominada “secundária”. No caso de não participantes do MRE a geração resultante é a própria geração bruta da usina, descontada, quando aplicável, da energia destinada ao CCEAR por disponibilidade ou CER, pois esta geração torna-se de propriedade do comprador na contabilização.

Em todos os casos, como a geração de teste é sempre de propriedade do gerador por não conseguir comercializá-la por meio de contratos, esta também será considerada como base para a alocação.

Assim, a geração passível de alocação de geração própria é definida pela geração mensal resultante da contabilização de cada usina, limitada no consumo mensal do agente que possui a propriedade da usina. Como a energia gerada para alocação de geração própria deve ser de uso exclusivo para atendimento do consumo, é verificado se há alguma parcela vendida para terceiros ou usufruída pela própria usina pertencente ao consórcio ou a SPE.

Na CCEE, há dois tipos de modelagem dos ativos (usina e carga) que devem ser considerados para apuração da geração passível de alocação: **(I) usina modelada juntamente com a carga** sob a figura de um mesmo agente e **(II) usina modelada separadamente da carga** sob a figura de agentes distintos, que possuam um contrato bilateral que repasse a geração da usina para a carga (caso de alguns consórcios ou de algumas Sociedades de Propósito Específico).

Para os agentes autoprodutores ou produtores independentes que possuam **cargas próprias e sejam contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE sob a figura de um mesmo agente**, toda geração mensal é contabilizada juntamente com o consumo mensal, sendo aquela totalmente passível de alocação para a carga compreendida no mês, excetuando-se eventual “geração vendida”. Neste caso, anualmente, será considerada como “geração vendida” a quantidade de energia vendida de contratos do mesmo tipo de energia de outorga da usina maior que a quantidade comprada deste mesmo tipo de energia, apurada em todos os perfis de comercialização do agente. Esta definição resulta da possibilidade de mapear a venda, dentro de portfólio do agente, apenas quando há tipos diferentes de energia sendo comercializados. No entanto, para as usinas do tipo de energia convencional não especial, a eventual venda deste tipo de energia pode estar respaldada por contratação de qualquer tipo de energia ou, em caso do agente estar exposto, pela própria compra no Mercado de Curto Prazo (MCP). Desta forma, não se define “geração vendida” para usinas do tipo de energia convencional não especial.

A [Figura 3](#) ilustra a geração passível de alocação das usinas contabilizadas juntamente com a carga sob a figura de um mesmo agente:

#### *Alocação Mensal:*

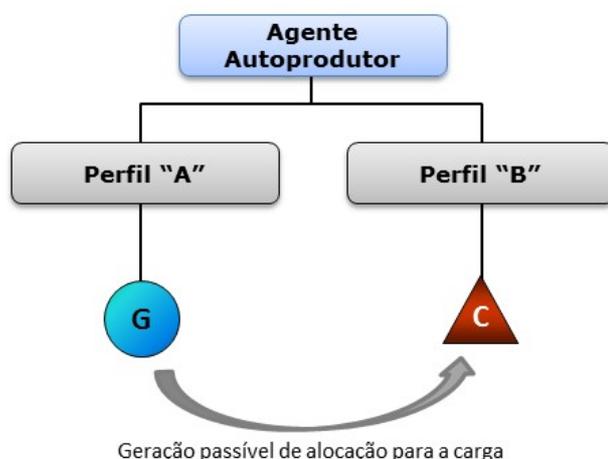


Figura 3: Geração passível de alocação das usinas contabilizadas juntamente com a carga sob a figura de um mesmo agente

Para os consumidores que participam de consórcio ou de Sociedade de Propósito Específico (SPE), **cujas as cargas sejam contabilizadas separadamente da usina na CCEE sob a figura de dois agentes**, a geração passível de alocação é a geração mensal resultante da contabilização de cada usina na proporção da participação do consumidor no consórcio ou na SPE, limitada no seu respectivo consumo mensal. Para verificação do uso exclusivo da energia gerada para autoprodução, conforme Lei nº 11.488, será realizada uma verificação anual dos contratos bilaterais de repasse de autoprodução. Se o montante médio anual dos contratos de repasse de autoprodução for igual ou superior à energia de propriedade do consumidor participante do consórcio ou da SPE, baseado na Garantia Física da usina ou na geração média em caso de não haver Garantia Física definida, as quantidades de alocação de geração própria serão integralmente efetivadas. No caso do montante médio anual ser menor, a quantidade faltante será abatida da alocação de geração própria a partir do mês de janeiro do ano seguinte.

A **Figura 4** ilustra a geração passível de alocação das usinas contabilizadas separadamente da carga sob a figura de dois agentes:

*Alocação Mensal:*

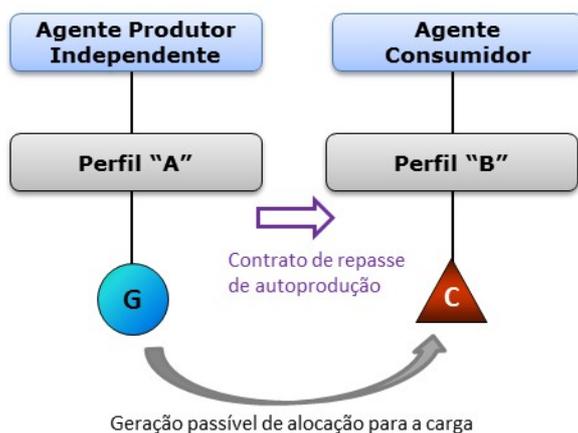


Figura 4: Geração passível de alocação das usinas contabilizadas separadamente da carga sob a figura de dois agentes

### 1.1.3. Definição da Geração Alocada para as Cargas

Uma vez determinada a Geração Passível de Alocação, resta apurar a real alocação de geração da usina para a carga dos autoprodutores ou produtores independentes. Para tanto, verifica-se o percentual de destinação de geração declarado pelo agente para a respectiva carga, conforme Procedimento de Comercialização. Caso a geração alocada para determinada carga seja suficiente para atendê-la, eventuais sobras de geração serão rateadas para as demais cargas de propriedade do agente que ainda não tenham sido atendidas integralmente.

Ressalta-se que o percentual de propriedade do consumidor na usina difere do percentual de geração declarado pelo agente para a respectiva carga. O primeiro corresponde à participação societária que o consumidor possui na usina e, portanto, na sua geração. O segundo corresponde à proporção da geração de propriedade do consumidor que o agente optou em repartir para cada carga de sua propriedade, para a priorização do atendimento do consumo.

Em cumprimento ao Art 2º do Decreto nº 6.210, de 18 setembro de 2007, as Sociedades de Propósito Específico (SPE) equiparam-se a autoprodutores e, portanto, possuem o direito de alocação de geração

para abatimento de encargos na TUSD/TUST para atendimento de cargas com demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW. Desta forma, eventuais sobras de geração alocada provenientes de SPE apenas serão distribuídas para cargas de propriedade do agente que ainda não tenham sido atendidas integralmente e que possuam demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW.

Logo, por tal tratamento regulatório específico dado às SPEs, em caso de algum consumidor possuir simultaneamente usinas em regime de SPE e usinas fora deste regime, para as sobras de alocação de geração ser otimizada ao atender as cargas que ainda possuam déficit, será priorizada as sobras de alocação de geração da SPE para cargas com demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW e, posteriormente, será utilizada as sobras de alocação das usinas fora deste regime, dado que a sobra de alocação destas servem para atender cargas de qualquer demanda de potência.

A [Figura 5](#) ilustra a etapa de alocação de geração própria otimizada:

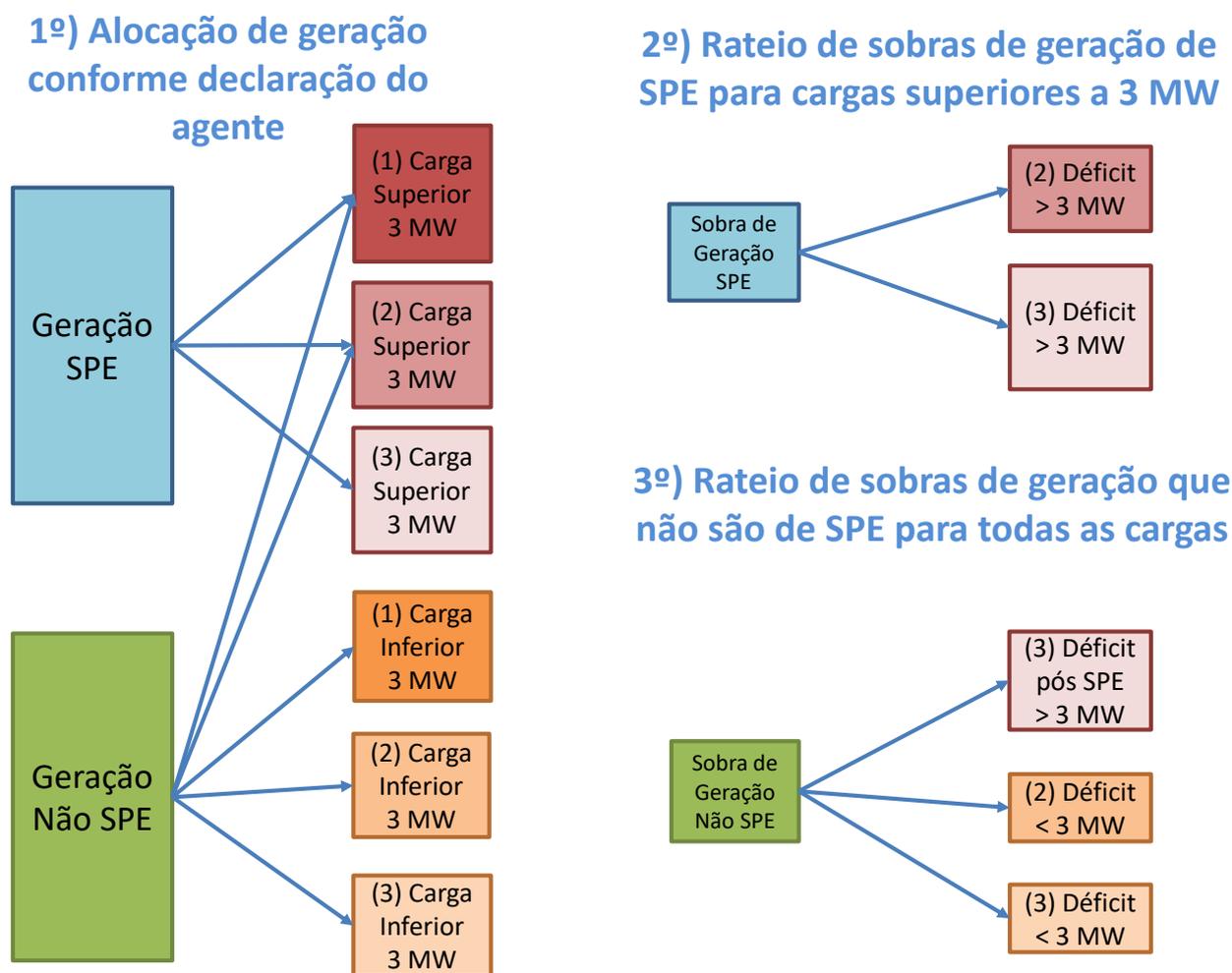


Figura 5: Alocação de geração própria otimizada

## 2. Detalhamento das Etapas da Alocação de geração Própria

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Alocação de Geração Própria”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

## 2.1. Apuração da Geração Passível de Alocação

### Objetivo:

Apurar a geração passível de alocação para cargas de autoprodutores ou produtores independentes para abatimento de encargos presentes na TUSD/TUST.

### Contexto:

Para definir a geração alocada real para as cargas, primeiramente é necessário definir a Geração Passível de Alocação. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

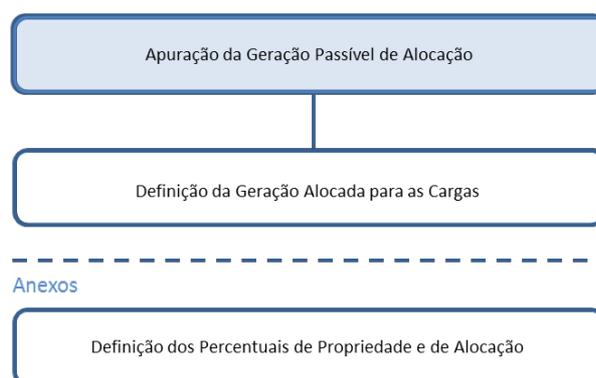


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

### 2.1.1. Definição da Geração Passível de Alocação Preliminar para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes

1. Para apurar a geração alocada para as cargas para abatimento de encargos presente na TUSD/TUST, primeiramente, define-se a Geração Passível de Alocação Preliminar, que possui como base a geração real atribuída à usina.
  - 1.1. Para usinas não participantes do MRE, a Geração Passível de Alocação Preliminar é a geração mensal da usina somada a sua geração de teste, descontada a geração comprometida com o atendimento dos contratos regulados, conforme expressão:

$$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} = \sum_{j \in m} \left( (G_{p,j} + GFT_{p,j}) - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j} \right)$$

Onde

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 1.2. No caso de usinas participantes de MRE, a Geração Passível de Alocação Preliminar é a geração resultante do MRE atribuída à usina, somada à geração de teste caso exista, descontada a geração comprometida com o atendimento dos contratos regulados, conforme expressão:

$$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} = \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{j \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} - \sum_{j \in m} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

### 2.1.2. Definição da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes Cujas Cargas Sejam Contabilizadas Juntamente com a Respectiva Usina na CCEE

2. Mensalmente, será apurada a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga que corresponderá à Geração Passível de Alocação Preliminar, ponderada pela declaração do percentual de geração no ACL destinada ao agente consumidor e limitada ao seu percentual total de geração da usina, conforme expressão abaixo:

Para toda parcela de usina “p” que estiver modelada em algum perfil de agente “a”, **pertencente** ao agente “a”

$$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} = \min \left( GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} * PGDAL_{\alpha,p}; \left( \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{\{j\} \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} \right) * PGDA_{\alpha,p} \right)$$

Onde:

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “a”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração  $G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “p”

$PGDAL_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “p”

**Importante:**

O valor do Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “p” ( $PGDAL_{\alpha,p}$ ), será considerado igual ao valor de  $PGDA_{\alpha,p}$ , exceto quando houver declaração do mesmo por parte do Agente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Comercialização.

3. Anualmente, no mês de janeiro, será efetuada a verificação da quantidade de energia alocada junto a carga a fim de verificar se houve uma alocação de geração superior a quantidade permitida. Eventual Débito de Alocação para Cargas modeladas no mesmo agente da Usina será utilizado para reduzir a alocação do agente, visto que houve uma alocação indevida:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$DEB\_ALOC\_JC_{\alpha,f} = \min \left( ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f}; \max \left( 0; ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f} + \sum_{te} (VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f} - GFIS\_TIPO\_ENER_{\alpha,te,f}) \right) \right)$$

$\forall te \neq \text{convencional não especial}$

Onde:

$DEB\_ALOC\_JC_{\alpha,f}$  é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga, para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “f”

$ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração Própria Final de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “f”

$VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f}$  é a Total de Venda Líquida realizada pelo agente “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “te”, no ano de apuração “f”

$GFIS\_TIPO\_ENER_{\alpha,te,f}$  é a Garantia Física anual de propriedade do agente, por agente, “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “te”, no ano de apuração “f”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

- 3.1. Para apurar a Alocação de Geração Própria Final Junto à Carga do agente no ano anterior, é feita a comparação entre a sua medição de consumo nesse período e a soma de Alocação de Geração Própria Junto à Carga para todos os tipos de energia de usinas que estejam modeladas sobre este perfil de agente:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f} = \min \left( \sum_{m \in f-1} \sum_{c \in \alpha} MED\_C\_ACL_{c,m}; \sum_{te} ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,te,f} \right)$$

$\forall te \neq \text{convencional não especial}$

Onde:

$ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração Própria Final de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,te,f}$  é a Alocação de Geração Própria de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente, “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “ $te$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 3.1.1. Para apurar a Alocação de Geração Própria Junto à Carga do agente no ano anterior, é feita a comparação entre a sua medição de consumo nesse período e a Geração Passível de Alocação, devendo desconsiderar a Alocação de Geração proveniente de usinas modeladas separadas da carga:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,te,f} = \sum_{m \in f-1} \left( \max \left( 0; \min \left( \sum_{c \in \alpha} MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_{p \in te} GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}; \sum_{p \in te} GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} \right) - DEB\_ALOC_{\alpha,m} \right) \right)$$

Onde:

$ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,te,f}$  é a Alocação de Geração Própria de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente, “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “ $te$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração

“m”DEB\_ALOC $_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

- 3.1.1.1. O fator de proporção de energia alocada para cargas do agente modeladas na situação de junto carga é calculado através da razão entre o consumo das cargas do agente que venham a apresentar usinas modeladas junto as mesmas, sobre o consumo total do agente no ambiente livre:

$$FC_{JC_{\alpha,m}} = \frac{GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m}}{GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m}}$$

Onde:

FC $_{JC_{\alpha,m}}$  é o fator de proporção de energia alocada para cargas modeladas na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

GPAS\_PRE\_JC $_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

GPAS\_PRE\_SC $_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de separado carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

- 3.1.1.1.1. A Geração mensal Passível de alocação prévia para o caso de usinas modeladas juntamente às cargas será dada pela soma das sobras de alocação do junto carga ao produto entre a geração passível de alocação do junto carga pelo percentual de alocação declarado pelo agente, conforme expressão:

$$GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m} = \sum_{\substack{p \\ c \in \alpha}} (GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}) + SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m}$$

Onde:

GPAS\_PRE\_JC $_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

GPAS\_ALOC\_JC $_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

PERC\_ALOC $_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

SOBRAS\_ALOC\_JC $_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Juntamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

- 3.1.1.1.2. A Geração mensal Passível de alocação prévia para o caso de usinas modeladas separadamente das cargas será dada pela soma das sobras de alocação do separado carga ao produto entre a geração passível de alocação do separado carga pelo percentual de alocação declarado pelo agente, conforme expressão:

$$GPAS\_PRE\_SC_{\alpha,m} = \sum_{\substack{p \\ c \in \alpha}} (GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}) + SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m}$$

Onde:

GPAS\_PRE\_SC $_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de separado carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

GPAS\_ALOC\_SC $_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

PERC\_ALOC $_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

SOBRAS\_ALOC\_SC $_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 3.1.1.1.3. As Sobras Alocadas de Usinas Contabilizadas juntamente da carga correspondem a proporção das sobras de geração de usinas que não são participantes SPEs, e são calculadas todos os meses do ano, conforme expressão:

$$SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m} = \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \left( RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m} * \left( 1 - \frac{\sum_{p \in PNSPE, p \notin PJC} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}}{\sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}} \right) \right)$$

Onde:

SOBRAS\_ALOC\_JC $_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Juntamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

RATEIO\_SGNSPE $_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

G\_ALOC\_PRE $_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “ $p$ ” que não pertençam a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

“PJC” são todas as parcelas de usinas “ $p$ ” modeladas juntamente da carga “ $c$ ”

- 3.2. Para os agentes autoprodutores ou produtores independentes que possuam cargas próprias contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE sob a figura de um mesmo agente, toda geração será contabilizada juntamente com o consumo e, portanto, toda a Geração Passível de Alocação Preliminar poderá ser alocada para a carga, excetuando-se eventual “geração vendida”. Neste caso, será considerada como “geração vendida” a quantidade de energia anual vendida em contratos do mesmo tipo de energia de outorga da usina maior que a quantidade comprada deste mesmo tipo de energia, apurada em todos os perfis de comercialização do agente, não se aplicando para as usinas do tipo de energia convencional, uma vez que somente há a possibilidade mapear a venda dentro de portfólio quando há diferentes tipos de energia sendo comercializados:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f} = \max \left( 0, \sum_{a \in \alpha} \sum_{m \in f-1} \left( \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in te \\ e \notin ECONV}} QM_{e,m} - \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in te \\ e \notin ECONV}} QM_{e,m} \right) \right)$$

Onde:

$VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f}$  é a Total de Venda Líquida realizada pelo agente “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “ $te$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “ $e$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECONV” é o conjunto de contratos “ $e$ ” do tipo de energia convencional não especial

“ $te$ ” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

- 3.3. A fim de verificar se, mesmo tendo uma posição vendida em contratos, o agente possui recursos suficientes para validar a alocação de geração para as suas cargas, devemos apurar o maior valor entre a Geração e a Garantia Física anual de propriedade do agente, ponderada pela propriedade do consumidor em relação à usina, conforme a seguinte expressão:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$GFIS\_TIPO\_ENER_{\alpha,te,f} = \max \left( \sum_{m \in f-1} \left( \left( \sum_{j \in m} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{p \in te \\ p \in a}} (GFIS_{p,j} * PGDA_{\alpha,p} * (1 - F\_PEN\_LESP_{p,m})) \right) \right); \sum_{m \in f-1} \left( \left( \sum_{j \in m} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{p \in te \\ p \in a}} ((G_{p,j} + GFT_{p,j}) * PGDA_{\alpha,p} * (1 - F\_PEN\_LESP_{p,m})) \right) \right) \right)$$

$\forall te \neq$  convencional não especial

Onde:

$GFIS\_TIPO\_ENER_{\alpha,te,f}$  é a Garantia Física anual de propriedade do agente, por agente, “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “ $te$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PEN\_LESP_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “p”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

### 2.1.3. Definição da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes Cujas Cargas Não Sejam Contabilizadas Juntamente com a Respectiva Usina na CCEE

4. Para os consumidores com direito de autoprodução, cujas cargas não sejam contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE, a geração passível de alocação é a geração mensal resultante da contabilização de cada usina na proporção da participação do consumidor no consórcio ou na SPE.
5. Mensalmente, a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga no mês é definida pela geração passível de alocação atribuída a cada consumidor, conforme seu percentual de participação no consórcio ou na SPE. Caso os agentes optem por um percentual de participação da geração no ACR e ACL diferente do PGDA, será necessário cadastrar um PGDAL para todos os agentes participantes da SPE. Segue abaixo as expressões:

$$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} = \min \left( GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} * PGDAL_{\alpha,p}; \left( \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{\{j\} \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} \right) * PGDA_{\alpha,p} \right)$$

Onde:

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “p”

$PGDAL_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “ $p$ ” por período de comercialização “ $j$ ”

**Importante:**

O valor do Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ” ( $PGDAL_{\alpha,p}$ ), será considerado igual ao valor de  $PGDA_{\alpha,p}$ , exceto quando houver declaração do mesmo por parte do Agente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Comercialização.

6. Para verificação do uso exclusivo da energia gerada para autoprodução, conforme Art. 26 da Lei nº 11.488, será realizada uma verificação anual dos contratos bilaterais de repasse de autoprodução. Se o montante anual dos contratos de repasse de autoprodução for igual ou superior que a energia alocada, limitada na garantia física de propriedade do consumidor participante do consórcio ou da SPE, a alocação será integralmente efetivada. No caso do montante anual de contratos ser menor, a quantidade faltante será abatida das alocações de geração própria no ano seguinte. Esta verificação será realizada anualmente, no mês de janeiro.
- 6.1. O Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga é utilizado para abatimento dos valores de alocação de geração, visto que no ano anterior houve uma efetivação de alocação de geração não verificada por contratos. Esse valor é determinado pela diferença anual entre a alocação de geração de usinas modeladas separadamente da carga e os contratos registrados, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$DEB\_ALOC\_SC_{\alpha,f} = \max(0; ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f} - EAT\_CONTR\_REP_{\alpha,f})$$

Onde:

$DEB\_ALOC\_SC_{\alpha,f}$  é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$EAT\_CONTR\_REP_{\alpha,f}$  é a Energia Anual Total dos Contratos de Repasse de Autoprodução para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

- 6.1.1. A Alocação de Geração para Carga Modelada separada da Usina é definida pelo menor valor entre a alocação de geração realizada no ano anterior e a Garantia Física da usina na proporção de participação do agente, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

*Se o agente possuir ao menos uma usina “ $p$ ” que possua Garantia Física:*

$$ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f} = \min \left( G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}, \sum_{p \notin \alpha} \sum_{m \in f-1} \sum_{j \in m} GFIS_{p,j} * PGDA_{\alpha,p} \right)$$

*Caso contrário:*

$$ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f} = G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}$$

Onde:

$ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}$  é a Geração Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “ $p$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ”

6.1.1.1. A Geração Alocada no ano anterior corresponde a Geração Passível de Alocação de Carga Separada, limitada no consumo realizado pelo agente no período, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}$

$$= \sum_{m \in f-1} \left( \max \left( 0; \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \min \left( \sum_p ( GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m} ); MED\_C\_ACL_{c,m} \right) + SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m} - DEB\_ALOC_{\alpha,m} \right) \right)$$

Onde:

$G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}$  é a Geração Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

6.1.1.2. A Geração Alocada Mensal corresponde a Geração Passível de Alocação de Carga Separada, limitada no consumo mensal realizado pelo agente no mês, conforme expressão:

$$G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m} = \max \left( 0; \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \min \left( \sum_p (GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}); MED\_C\_ACL_{c,m} \right) + SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m} - (DEB\_ALOC_{\alpha,m} * (1 - FC\_JC_{\alpha,m})) \right)$$

Onde:

$G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m}$  é a Geração Alocada Mensal de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$FC\_JC_{\alpha,m}$  é o fator de proporção de energia alocada para cargas modeladas na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

6.1.2. As Sobras Alocadas de Usinas Contabilizadas separadamente da carga correspondem a soma das sobras de geração de usinas de SPEs com carga somado a proporção das sobras de geração de usinas que não são participantes SPEs, e são calculadas todos os meses do ano, conforme expressão:

$$SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m} = \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \left( RATEIO\_SGSPE_{a,c,m} + \left( RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m} * \frac{\sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}}{\sum_{p \in PJC} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}} \right) \right)$$

Onde:

SOBRAS\_ALOC\_SC $_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

RATEIO\_SGSPE $_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

RATEIO\_SGNSPE $_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

G\_ALOC\_PRE $_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “ $p$ ” que não pertençam a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

“PJC” são todas as parcelas de usinas “ $p$ ” modeladas juntamente da carga “ $c$ ”

- 6.1.3. A Energia Anual Total dos Contratos de Repasse de Autoprodução é determinada pela soma de todos os contratos de repasse de autoprodução, realizados entre o agente gerador e os consumidores, considerando eventual devolução de contrato do agente que possui uma carga para o agente onde está modelada a usina, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

*Para todo agente consumidor “ $\alpha$ ” que possui participação na usina “ $p$ ”, refletido por algum PGDA $_{\alpha,p}$ :*

$$EAT\_CONTR\_REP_{\alpha,f} = \sum_{m \in f-1} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in EALOCP}} QM_{e,m} - \sum_{m \in f-1} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in ECSPE}} QM_{e,m}$$

Onde:

EAT\_CONTR\_REP $_{\alpha,f}$  é a Energia Anual Total dos Contratos de Repasse de Autoprodução para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

QM $_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “ $e$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“EALOCP” é o conjunto de contratos “ $e$ ” de repasse de autoprodução

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECSPE” é o conjunto de contratos “ $e$ ”, onde o vendedor é o agente “ $\alpha$ ” e o comprador é o agente onde está modelada a usina que repassa geração por um PGDA

**Importante:**

A partir de Janeiro de 2021, o contrato de repasse de geração só pode ser registrado, por parte do vendedor, no perfil que estiver modelada a usina.

#### 2.1.4. Agregação da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes

7. Uma vez determinadas a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto e Separadamente da Carga, a Geração Passível de Alocação de cada usina para o agente consumidor será a soma dessas duas parcelas, conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m} = ADDC\_GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$$

*Caso contrário:*

$$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m} = GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} + GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$$

Onde:

$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$ADDC\_GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

#### 2.1.5. Dados de Entrada da Apuração da Geração Passível de Alocação

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Geração Passível de Alocação</b>		
<b>ADDC_GPAS_ALOC<sub><math>\alpha</math>,p,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Débito de Alocação de geração</b>		
<b>DEB_ALOC<sub><math>\alpha</math>,m</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial</b>		
<b>F_PEN_LESP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p” no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Alocação de Geração Preliminar</b>		
<b>G_ALOC_PRE<sub>p,a,c,m</sub></b>	Descrição	Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fluxo de Energia no MRE</b>		
<b>FLUXO_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE (Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre</b>		
<b>MED_C_ACLc,m</b>	Descrição	Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente</b>		
<b>PERC_ALOC<sub>p,a,c,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Geração Alocada da Usina para o Agente</b>		
<b>PGDA<sub>α,p</sub></b>	Descrição	Percentual de geração alocada da parcela de usina “p”, atribuído ao agente, “α”, independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo, sendo esse percentual utilizado para definição da participação do perfil de agente “a” no rateio dos custos de geração

	associados ao despacho por razão de segurança energética.
Unidade	n.a.
Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Geração no ACL Alocada da Usina para o Agente

<b>PGDAL<sub>a,p</sub></b>	Descrição	Percentual de geração no ACL alocada da parcela de usina “p”, atribuído ao agente, “α”, independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo
	Unidade	n.a
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade Sazonalizada do Contrato

<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Determinação da Quantidade Mensal de CCEALs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW

<b>RATEIO_SGSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs

<b>RATEIO_SGNSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh

Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.6. Dados de Saída da Apuração da Geração Passível de Alocação

<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga</b>		
<b>DEB_ALOC_JC<sub>α,f</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga</b>		
<b>DEB_ALOC_SC<sub>α,f</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Passível de Alocação</b>		
<b>GPAS_ALOC<sub>a,p,j</sub></b>	Descrição	Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “α”, relativa à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Definição da Geração Alocada para as Cargas

### Objetivo:

Definição da geração alocada para a carga de autoprodutores ou produtores independentes para abatimento de encargos presentes na TUSD/TUST.

### Contexto:

Uma vez determinada a geração passível de alocação, é possível definir a geração alocada real para as cargas, com base no percentual de alocação declarado pelo agente. A [Figura 7](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

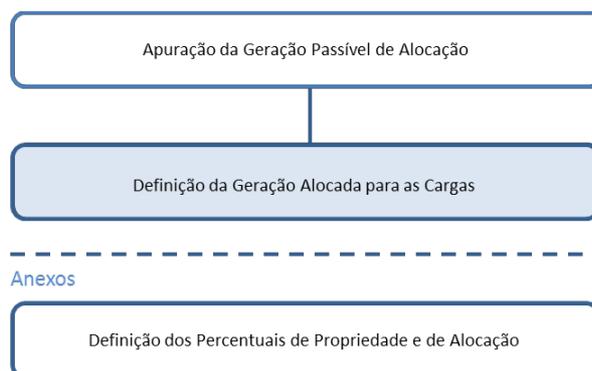


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

### 2.2.1. Definição da Alocação de Geração Realizada pelo Agente e do Consumo a ser Atendido

8. Primeiramente, apura-se a Alocação de Geração Preliminar, calculada pelo percentual de alocação de geração definido pelo agente para atender a respectiva carga escolhida, multiplicado pela Geração Passível de Alocação, conforme a seguinte expressão:

$$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} = GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$$

$$a \in \alpha$$

Onde:

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

9. O consumo a ser atendido pela alocação de geração é o consumo mensal bruto da carga, expurgando, em caso de cargas parcialmente livre, da parte contratada com a distribuidora.
- 9.1. Para cada carga parcialmente livre, cuja distribuidora local tenha informado que possui um  $CCER_z$  em conformidade com [a regulamentação específica das disposições apresentadas na REN nº 376/2009](#), no mês de apuração, o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre será determinado por meio da energia bruta consumida pela carga subtraída da quantidade mensal de energia regulada, informada pela distribuidora local, modulada conforme o perfil de consumo da respectiva carga, conforme a seguinte expressão:

$$MED\_C\_ACL_{c,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} MED\_C_{c,j} - QM\_REG_{c,m} \right)$$

Onde:

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$QM\_REG_{c,m}$  é a Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do consumidor, no mês de apuração “m”

- 9.2. Para as demais cargas parcialmente livres, o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre será determinado por meio da energia bruta consumida pela carga subtraída da quantidade modulada de energia regulada, informada pela distribuidora local, conforme a seguinte expressão:

$$MED\_C\_ACL_{c,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} MED\_C_{c,j} - \sum_{j \in m} Q\_REG_{c,j} \right)$$

Onde:

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$Q\_REG_{c,j}$  é a Quantidade de Energia Regulada declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no período de comercialização “j”

- 9.3. Para as cargas totalmente livres, o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre será a própria da energia bruta consumida pela carga, conforme a seguinte expressão:

$$MED\_C\_ACL_{c,m} = \sum_{j \in m} MED\_C_{c,j}$$

Onde:

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

## 2.2.2. Definição das Sobras e Déficits de Geração após a Alocação para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW e do Rateio das Sobras de Geração Alocadas de SPEs

10. Como mencionado anteriormente, em caso de algum consumidor possuir simultaneamente usinas em regime de SPE e usinas fora deste regime, para a alocação de geração ser otimizada, será priorizada a alocação da SPE para cargas de potência demandada igual ou superior a 3.000 kW e, posteriormente, será utilizada a alocação das usinas fora deste regime.

- 10.1. Logo, a Sobra de Geração de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente para cargas com potência demandada igual ou superior 3.000 kW é definida pelo resultado positivo

da diferença entre o consumo de tais cargas e as Alocações de Geração Preliminar das SPEs, conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$SOBRA\_GSPE_{a,c,m} = \max \left( 0; \left( \sum_{p \in PSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right) - MED\_C\_ACL_{c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$SOBRA\_GSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

“PSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que pertençam a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

10.2. De maneira análoga, determina-se a Sobra de Geração das Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente para cargas com potência demandada igual ou superior 3.000 kW, considerando prioritariamente a alocação de geração das SPEs, conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m} = \max \left( 0; \sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} - \max \left( 0, MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_{p \in PSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right) \right)$$

$c \in a$

Onde:

$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que **não pertençam** a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

“PSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que **pertençam** a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

10.3. Para ratear as sobras de geração de SPE, é necessário saber qual é o déficit de alocação de geração que cada carga de potência demandada igual ou superior a 3.000 kW possui. Portanto o Déficit de Alocação de Geração Preliminar dessas cargas é o consumo bruto não atendido pelas alocações determinadas pelo o agente, conforme a seguinte expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m} = \max \left( 0; MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_p G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

10.4. Havendo Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, rateia-se, prioritariamente, as sobras de geração de SPE proporcionalmente ao nível de déficit de cada carga, de forma a não ultrapassar a real necessidade da carga, conforme a seguinte expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$RATEIO\_SGSPE_{a,c,m} = \min \left( DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}; \frac{DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in CS3MA} DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}} \right)$$

$$* \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in CS3MA} SOBRA\_GSPE_{a,c,m}$$

$c \in a$

Onde:

$RATEIO\_SGSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

DEFICIT\_PRE\_CS3M<sub>a,c,m</sub> é o Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

SOBRA\_GSPE<sub>a,c,m</sub> é a Sobra de Geração de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

“C3MA” é o conjunto de cargas “c” com demandada igual ou superior a 3.000 kW, modeladas no perfil de agente “a”

10.5. Por fim, o déficit de alocação de geração que as cargas com potência demandada igual ou superior a 3.000 kW eventualmente ainda possuirão após o rateio das sobras de geração provenientes de SPEs é definido conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$DEFICIT\_CS3M_{a,c,m} = DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m} - RATEIO\_SGSPE_{a,c,m}$$

$$c \in a$$

Onde:

DEFICIT\_CS3M<sub>a,c,m</sub> é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

DEFICIT\_PRE\_CS3M<sub>a,c,m</sub> é o Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

RATEIO\_SGSPE<sub>a,c,m</sub> é o Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

### **2.2.3. Definição de Sobras e Déficits de Geração após a Alocação para Cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW**

11. Como mencionado anteriormente, para cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW, a alocação de geração apenas pode ser feita por usinas fora do regime de SPEs.

11.1. Desta forma, apenas é definida para essas cargas a Sobra de Geração das usinas não participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, definida pelo resultado positivo da diferença entre o consumo de tais cargas e as Alocações de Geração Preliminar das usinas não participantes de SPEs, conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada inferior a 3.000 kW:*

$$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m} = \max \left( 0; \left( \sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right) - MED\_C\_ACL_{c,m} \right)$$

$$c \in a$$

Onde:

$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que **não pertencem** a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

- 11.2. Para ratear as sobras de geração de usinas não participantes de SPE, é necessário também saber qual é o déficit de alocação de geração que cada carga de potência demandada inferior a 3.000 kW possui. Portanto, o déficit dessas cargas é o consumo bruto não atendido pelas alocações determinadas pelo o agente, conforme a seguinte expressão

*Se a carga “c” possui potência demandada inferior a 3.000 kW:*

$$DEFICIT\_CI3M_{a,c,m} = \max \left( 0; MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$DEFICIT\_CI3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

#### 2.2.4. Definição do Rateio das Sobras de Geração Alocadas de Usinas Não Participantes de SPEs

12. Como a geração das usinas não participantes de SPEs pode ser alocada para qualquer carga do agente, as sobras de tal geração alocada podem ser rateadas para todas as cargas que possuem déficit de atendimento.
- 12.1. Logo, o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas é a soma dos déficits de todas as cargas, independentemente da potência demandada:

$$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m} = DEFICIT\_CS3M_{a,c,m} + DEFICIT\_CI3M_{a,c,m}$$

Onde:

$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}$  é o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_CI3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

12.2. O Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs será realizado de forma proporcional ao nível de déficit de cada carga, independentemente da potência demandada, limitado no respectivo déficit, conforme a seguinte expressão:

$$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m} = \min \left( DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}; \frac{DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in \alpha} DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}} * \sum_{a \in \alpha} \sum_c SOBRA\_GNSPE_{a,c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}$  é o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

### 2.2.5. Definição da Geração Alocada Final para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes

13. Após a apuração do rateio das sobras de geração das usinas não participantes de SPEs, é possível verificar o déficit de alocação de geração final para todas as cargas do agente e, portanto, a própria alocação de geração final.

13.1. Deste modo, o Déficit Final de Alocação de Geração é o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas que eventualmente não tenham sido atendidas pelo Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, conforme expressão a seguir:

$$DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m} = \max(0; DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m} - RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m})$$

$c \in a$

Onde:

$DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m}$  é o Déficit Final de Alocação de Geração da carga “c”, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}$  é a Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

13.2. A Alocação de Geração Preliminar para cada Carga é definida pela quantidade de geração que atendeu o consumo, conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m} = MED\_C\_ACL_{c,m} - DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m}$$

Onde:

$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}$  é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração Final da carga “c”, no mês de apuração “m”

13.3. A alocação calculada para o agente pode ser abatida por um eventual saldo negativo formado pela consolidação do Débito de Alocação de Cargas Modeladas Junto à Usina, referente à venda de energia incentivada e alocação da mesma energia, e o Débito de Alocação de Cargas Modeladas Separadamente, referente à alocação de geração de Usinas Modeladas Separadamente da Carga quando do não registro de contratos equivalentes, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$\begin{aligned} DEB\_ALOC_{\alpha,m} &= DEB\_ALOC_{\alpha,m-1} + DEB\_ALOC\_JC_{\alpha,f} + DEB\_ALOC\_SC_{\alpha,f} \\ &+ ADDC\_DEB\_ALOC_{\alpha,m} \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$DEB\_ALOC_{\alpha,m} = \max\left(0; DEB\_ALOC_{\alpha,m-1} - \sum_{c \in \alpha} TOT\_ALOC\_PRE_{c,m-1}\right) + ADDC\_DEB\_ALOC_{\alpha,m}$$

Onde:

$DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$DEB\_ALOC\_JC_{\alpha,f}$  é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga, para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “f”

$DEB\_ALOC\_SC_{\alpha,f}$  é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “f”

$DEB\_ALOC_{\alpha,m-1}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m-1$ ”

$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m-1}$  é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m-1$ ”

$ADDC\_DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

- 13.4. Uma vez apurado, o Débito de Alocação de Geração para a Carga será abatido da Alocação Preliminar para cada carga do agente, calculado proporcionalmente a alocação para cada carga desse agente, conforme a seguinte expressão:

$$DEB\_ALOC\_CARGA_{c,m} = DEB\_ALOC_{\alpha,m} * \frac{TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}}{\sum_{c \in \alpha} TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}}$$

Onde:

$DEB\_ALOC\_CARGA_{c,m}$  é o Débito de Alocação de Geração para a Carga” da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}$  é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 13.5. Por fim, a Alocação de Geração Final para cada Carga é definida pela Alocação Preliminar calculada para a carga, considerando eventual redução por débitos de alocação auferidos ao agente, conforme a seguinte expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$TOT\_ALOC\_GC_{c,m} = ADDC\_AGF_{c,m}$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_ALOC\_GC_{c,m} = \max(0; TOT\_ALOC\_PRE_{c,m} - DEB\_ALOC\_CARGA_{c,m})$$

Onde:

$TOT\_ALOC\_GC_{c,m}$  é o Alocação de Geração Final para cada Carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$ADDC\_AGF_{c,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a Alocação de Geração Final para a carga “ $c$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}$  é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$DEB\_ALOC\_CARGA_{c,m}$  é o Débito de Alocação de Geração para a Carga” da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

## 2.2.6. Dados de Entrada da Definição da Geração Alocada para as Cargas

<b>ADDC_AGF<sub>c,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Alocação de Geração Final</b>	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a Alocação de Geração Final para a carga “c” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>ADDC_DEB_ALOC<sub>α,m</sub></b>	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Débito de Alocação de Geração</b>	
	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Débito de Alocação de geração para o agente “α” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>DEB_ALOC_JC<sub>α,f</sub></b>	<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga</b>	
	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Apuração da Geração Passível de Alocação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>DEB_ALOC_SC<sub>α,f</sub></b>	<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga</b>	
	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Apuração da Geração Passível de Alocação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Passível de Alocação</b>		
<b>GPAS_ALOC<sub>a,p,j</sub></b>	Descrição	Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Apuração da Geração Passível de Alocação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga</b>		
<b>MED_C<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “ $c$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor</b>		
<b>QM_REG<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Declaração mensal da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, por meio de um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, associada à parcela da carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Modulada de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor</b>		
<b>Q_REG<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Declaração da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, caso não exista um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER firmado entre o consumidor e o distribuidor, associada à parcela da carga “ $c$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PERC_ALOC<sub>p,a,c,m</sub></b>	<b>Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente</b>	

Descrição	Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Agentes
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.7. Dados de Saída da Definição da Geração Alocada para as Cargas

<b>Alocação de Geração Preliminar</b>		
<b>G_ALOC_PRE<sub>p,a,c,m</sub></b>	Descrição	Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre</b>		
<b>MED_C_ACL<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW</b>		
<b>RATEIO_SGSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs</b>		
<b>RATEIO_SGNSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Alocação de Geração Final</b>		
TOT_ALOC_GC <sub>c,m</sub>	Descrição	Alocação de Geração Final para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Anexo

#### 3.1. Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina

##### Objetivo:

Definir os percentuais de propriedade do agente na usina, em função dos diversos arranjos societários do empreendimento e dos aspectos de modelagem de ativos.

##### Contexto:

Como uma determinada usina pode possuir vários proprietários, é necessário definir qual o percentual de participação de cada agente no empreendimento, de acordo com as condições estabelecidas no parágrafo 4º do art. 26 da Lei 11.488, para relacionar a quantidade gerada da usina passível de alocação de geração própria para cada agente consumidor proprietário.

Uma usina pode ser representada pelo próprio agente ou por terceiros, por meio de um agente varejista ou uma Sociedade de Propósito Específica (SPE) podendo possuir participação societária de um ou mais agentes. A propriedade de cada agente no empreendimento de geração é composta pela verificação da cadeia societária das empresas de geração, informadas pelo agente à Aneel.

Além disso, caso possua mais de um ativo de consumo, o agente deve definir o percentual da geração de sua propriedade que será destinado para uma de suas cargas, conforme estabelecido em Procedimento de Comercialização específico.

A [Figura 8](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

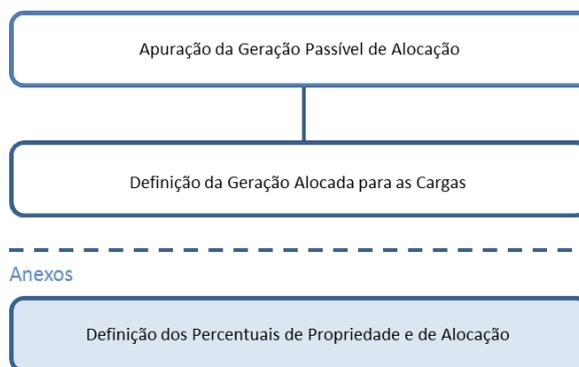


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

### 3.1.1. Definição do Percentual de Propriedade Original do Agente

14. O Percentual de Propriedade Original do Agente é determinado pela participação do agente no empreendimento de geração. Como nos casos mais comuns de autoprodução apenas há um único agente consumidor proprietário da geração e suas cargas estão modeladas juntamente com a usina, não há necessidade de cadastro específico para diferenciar proprietários. Porém, nos demais casos, como os de agentes com participação em usinas do mesmo grupo econômico, ou com participações societárias diversas ou detentoras de determinada porcentagens de ação com direito a voto, há a necessidade do cadastro específico para estabelecer a participação de cada proprietário na usina. Portanto, o Percentual de Propriedade Original do Agente é determinado conforme expressão:

(I) Se a parcela de usina “p” **não possui** cadastros de autorização de propriedade:

$$PERCENT\_PROP_{\alpha,p} = 100\%$$

Sendo “α” o agente que, em algum de seus perfis, a usina “p” está modelada:

(II) Se a parcela de usina “p” **possui** cadastros de autorização de propriedade:

$$PERCENT\_PROP_{\alpha,p} = CADT\_AUTO_{\alpha,p}$$

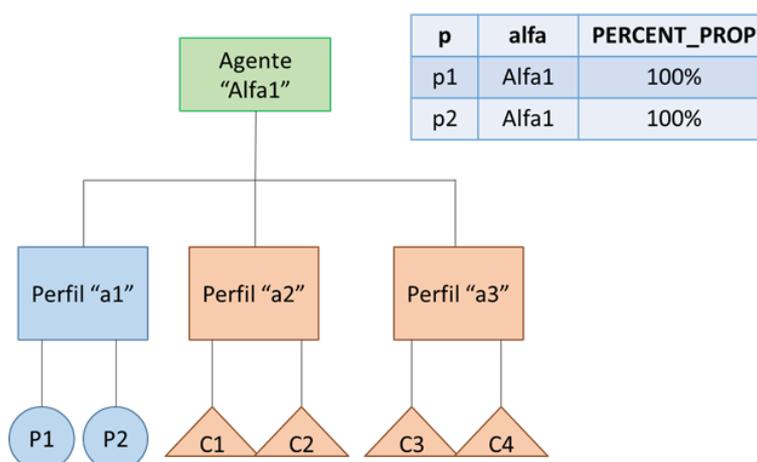
Sendo “α” o agente que possui a propriedade da parcela de usina “p”, que não necessariamente está modelada em algum perfil do agente “α”

Onde:

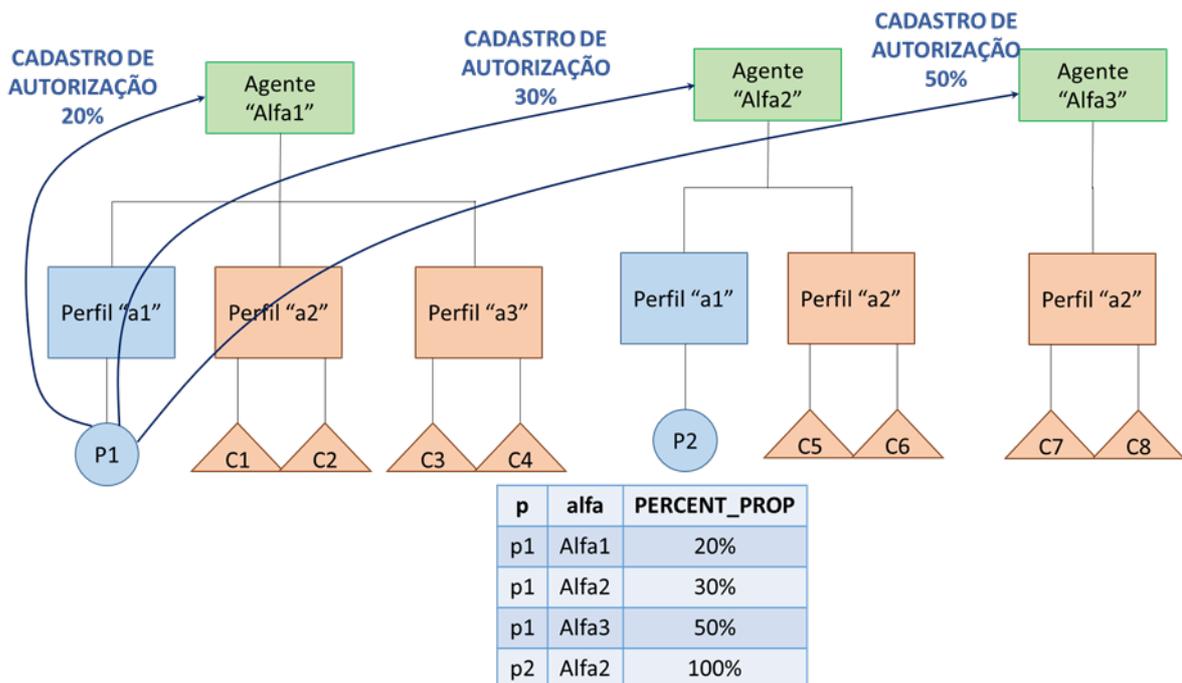
$PERCENT\_PROP_{\alpha,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente “α”, relativa à parcela de usina “p”

$CADT\_AUTO_{\alpha,p}$  é o Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente “α”, relativa à parcela de usina “p”

#### Exemplo 1



#### Exemplo 2



15. No caso do Agente Varejista, o Percentual de Propriedade Original do Agente deve se limitar aos agentes representados que possuam participação no respectivo empreendimento de geração, para que os demais representados não usufruam indevidamente de uma energia que não possuem direito. Logo, o Percentual de Propriedade Original do Agente é determinado como nos casos da Linha de Comando anterior, porém vinculado a cada agente representado, dando origem ao Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista, conforme expressão:

(I) Se a parcela de usina "p" pertence a um agente representado por um agente varejista e **não possui** cadastros de autorização de propriedade:

$$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha, rp, p} = 100\%$$

Sendo "α" o agente varejista que, em algum de seus perfis, a usina "p" está modelada, que pertence ao representado "rp":

(II) Se a parcela de usina "p" **possui** cadastros de autorização de propriedade para representados de agentes varejistas:

$$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha, rp, p} = CDT\_AUTO\_VAR_{\alpha, rp, p}$$

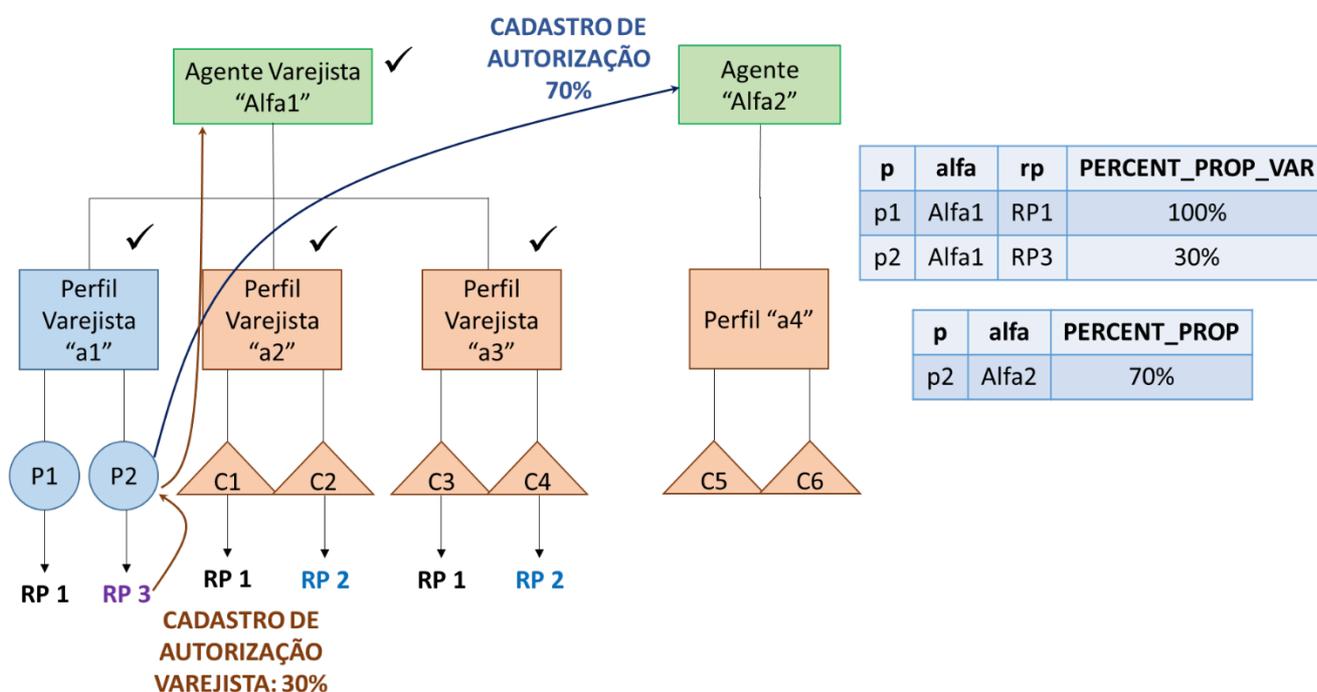
Sendo "α" o agente varejista que seus representados "rp" possuem a propriedade da parcela de usina "p", que não necessariamente está modelada em algum perfil do agente varejista "α"

Onde:

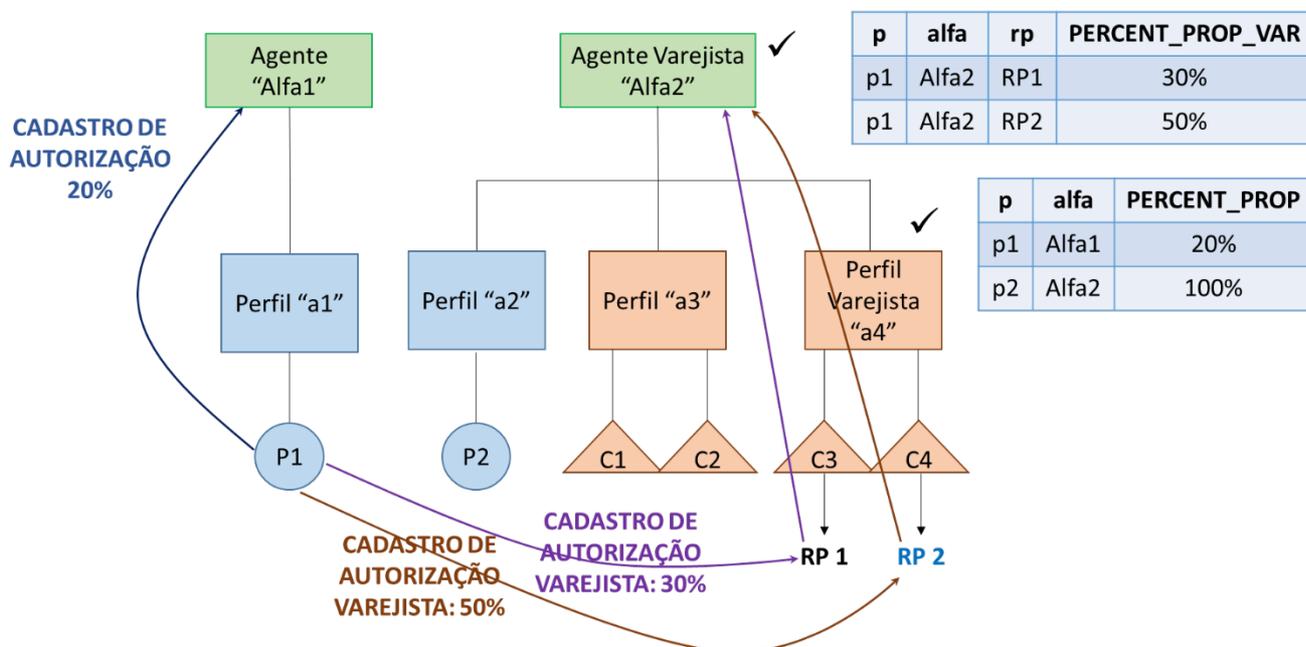
PERCENT\_PROP\_VAR<sub>α, rp, p</sub> é o Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista "α", vinculada ao representado "rp", que possui propriedade da parcela de usina "p"

CDT\_AUTO\_VAR<sub>α, rp, p</sub> é o Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente Varejista "α", vinculada ao representado "rp", que possui propriedade da parcela de usina "p"

## Exemplo 3



## Exemplo 4



## 3.1.2. Definição do Percentual de Propriedade Final do Agente

16. O percentual de propriedade final do agente é a soma de todos os percentuais de propriedade que o agente possui de uma usina. Como esse percentual definirá a parte da geração do empreendimento atribuído ao agente proprietário, chega-se ao Percentual de Geração Destinado ao Agente. Vale ressaltar que as usinas do Regime de Cotas não se enquadram no

direito de Alocação de Geração Própria, pois conceitualmente não pertencem ao agente proprietário para este fim:

*Se a parcela de usina “p” não participa do regime de cotas:*

$$PGDA_{\alpha,p} = PERCENT\_PROP_{\alpha,p} + \sum_{rp} PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha,rp,p}$$

*Se a parcela de usina “p” participa do regime de cotas:*

$$PGDA_{\alpha,p} = 0$$

Onde:

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente “ $\alpha$ ”, que possui propriedade da parcela de usina “p”

$PERCENT\_PROP_{\alpha,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”

$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha,rp,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista “ $\alpha$ ”, vinculada ao representado “rp”, que possui propriedade da parcela de usina “p”

### 3.1.3. Dados de Entrada da Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina

Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente		
<b>CADT_AUTO</b> <sub><math>\alpha,p</math></sub>	Descrição	Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente Varejista		
<b>CADT_AUTO_VAR</b> <sub><math>\alpha,r</math></sub> p,p	Descrição	Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista “ $\alpha$ ”, vinculada ao representado “rp”, que possui propriedade da parcela de usina “p”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.4. Dados de Saída da Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina

<b>Percentual de Geração Destinada ao Agente</b>		
<b>PGDA<sub><math>\alpha</math>,p</sub></b>	Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “p”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## ANEXO XXIII

### Penalidade de Energia de Reserva

Versão 2021.2.0

#### 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes de geração vendedores de energia de reserva proprietários de usinas a biomassa registrados na CCEE.

O Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, regulamentou a contratação de energia de reserva a fim de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

A energia de reserva será contratada por meio de leilões a serem promovidos exclusivamente para este fim. Em relação aos leilões, a entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento que comporá a Reserva poderá ocorrer durante os anos subseqüentes ao início da entrega da energia contratada, ficando assegurada, neste caso, a contratação de toda a parcela da garantia física proveniente do respectivo empreendimento que for contratado como Reserva.

Caso a usina não entre em operação comercial com quaisquer de suas unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como nos casos de indisponibilidades, sujeitará a aplicação de penalidades ao agente proprietário do empreendimento.

A ANEEL, ~~por meio da Resolução Normativa 452, de 11 de outubro de 2011,~~ regulamentou a apuração de penalidades por insuficiência de lastro para venda para usinas que utilizam biomassa como combustível no âmbito da contratação de energia de reserva, a serem apuradas anualmente pela CCEE, a partir de janeiro de 2013.

A ~~Figura 1~~ ~~Figura 1~~ apresenta a relação do módulo de “Penalidades de Energia de Reserva” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

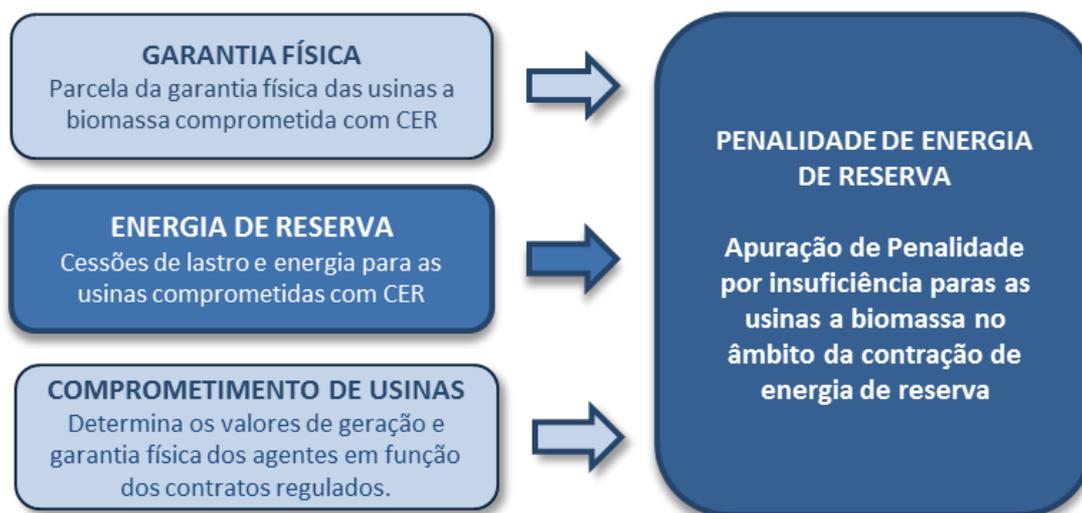


Figura 1: Relação do módulo Penalidades de Energia de Reserva com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Penalidades de Energia de Reserva”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar os valores de penalidades por insuficiência de lastro para usinas a Biomassa comprometidas com Contratos de Energia de Reserva - CER:

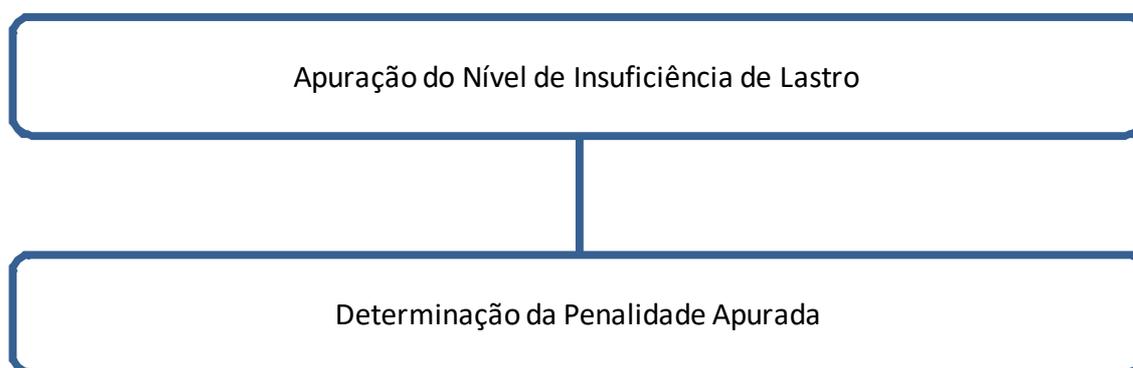


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras de Energia de Reserva

São apresentadas abaixo as descrições das etapas da apuração das penalidades de energia de reserva que serão detalhadas neste documento:

#### **Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia para usinas a Biomassa comprometidas com CER**

- **Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro:** apura o nível de insuficiência de lastro de energia para usinas a Biomassa comprometidas com CER, com base no ano civil anterior ao ano de apuração.
- **Determinação da Penalidade Apurada:** valora o nível de insuficiência de lastro de energia em função da décima parte da receita fixa unitária da usina prevista no CER.

### 1.1.2. Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia

A aplicação de penalidades técnicas está prevista no inciso III do § 6º A do art. 1º da Lei nº 10.848/04. A regulamentação constante nos Art. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/04 visa estabelecer condições quanto à comercialização de energia elétrica e potência. Sendo que o inciso I do Art. 2º do Decreto nº 5.163/04, por sua vez determina que os agentes vendedores de energia deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos, estando os mesmos sujeitos a penalidades no caso de descumprimento de tal compromisso conforme previsto no Art. 3º do Decreto em questão.

Especificamente para a contratação no âmbito da Energia de Reserva, cuja regulamentação está prevista no Decreto nº 6353/08, e na [Resolução Normativa 452/11](#) os recursos das parcelas de usinas serão constituídos pela garantia física do empreendimento para atendimento dos contratos de energia de reserva e os montantes adquiridos por meio de cessão de energia e lastro equivalente. O requisito,

por sua vez, serão os Contratos de Energia de Reserva, a partir das respectivas datas de início de suprimento dos mesmos.

A partir do segundo ano da data de início de suprimento de cada usina a Biomassa é obrigatório que a mesma esteja apta a gerar o montante de energia negociada em Contratos de Energia de Reserva.

O ~~Art. 7º da Resolução Normativa nº 452/11, consubstanciado no~~ parágrafo único do Art. 7º do Decreto nº 6.353/08, prevê que a insuficiência de lastro para venda, no âmbito da contratação de energia de reserva, ensejará a aplicação da penalidade no caso de não entrada em operação comercial de quaisquer unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como no caso de sua indisponibilidade.

## 2. Determinação das Etapas das Penalidades de Energia de Reserva

### 2.1. Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro

#### Objetivo:

Calcular o nível de insuficiência de lastro de cada usina a biomassa comprometida com CER, pertencente a cada agente.

#### Contexto:

Considerar os ajustes previamente obtidos na apuração do nível da insuficiência de lastro. A [Figura 3](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

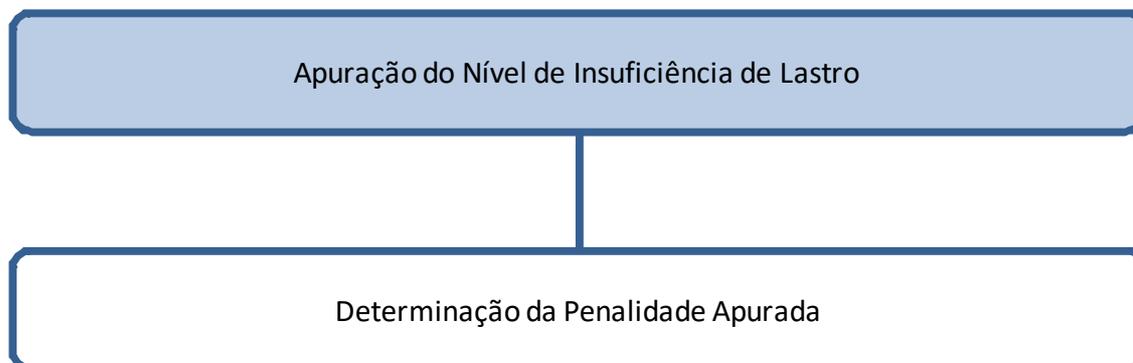


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: "~~Penalidade de Energia de Reserva~~~~Penalidade de Energia de Reserva~~"

#### 2.1.1. Detalhamento da Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro

A apuração do nível da insuficiência de lastro é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

1. A penalidade por insuficiência de lastro para venda, no âmbito da contratação de energia de reserva, será apurada sempre em janeiro de cada ano, verificando os 12 meses do ano anterior (ano civil).
2. A apuração de Penalidade de Energia de Reserva considera dados de transações que correspondem ao ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração. Entretanto, as usinas a Biomassa possuem diferentes períodos de entrega da energia comprometida com

CER (janela de entrega) uma das outras. Ou seja, para uma determinada usina o período de entrega ou ano de entrega de energia pode começar em algum mês intermediário de um determinado ano civil e terminar em algum mês intermediário do ano civil seguinte, contudo este período deve ser de 12 meses, porém pode ser diferente de um ano civil. A partir desta observação, em virtude de possíveis descasamentos entre a entrega de energia de uma determinada usina a Biomassa comprometida com CER e o período considerado na apuração de Penalidade de Energia de Reserva será considerado a apuração de recursos e requisitos mensais. Com a apuração mensal do requisito a quantidade de energia considerada como comprometida com CER em cada mês de referência que estiver sendo apurado corresponderá ao montante comprometido no período de entrega em que o mês de referência pertencer. Logo, serão considerados dados de comprometimento com CER de dois anos de entrega de forma proporcional ao período que corresponde ao ano civil anterior ao de apuração. A [Figura 4](#) ilustra um exemplo de descasamento entre o ano de entrega de um determinado CER e o ano civil considerado na apuração da Penalidade de Energia de Reserva.

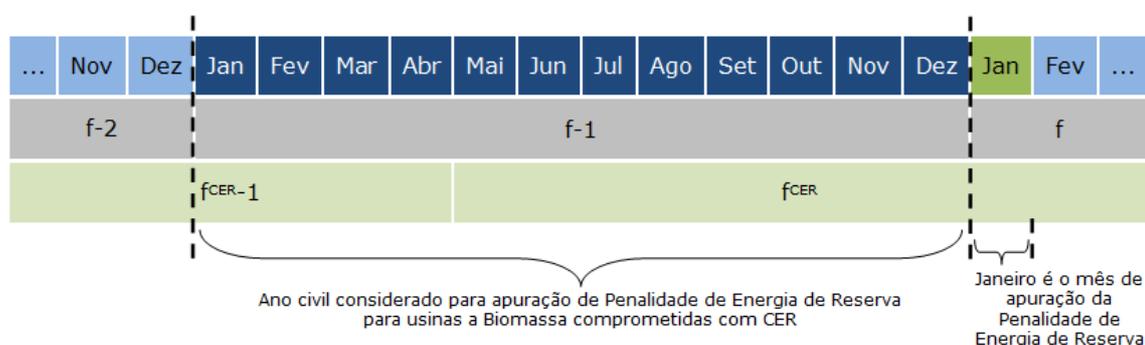


Figura 4: Exemplo de descasamento entre o ano de entrega do CER e um ano civil

3. Na apuração de Penalidade de Energia de Reserva são considerados como recursos de cada usina, a sua respectiva garantia física para atendimento dos contratos de energia de reserva, e os montantes adquiridos por meio de Cessão de Energia e Lastro equivalente. O Recurso de Lastro Mensal (MWh) de cada usina para apuração de penalidade é calculado conforme a seguinte expressão:

$$RECURSO\_CER_{p,t,l,m} = QGFIS\_CER_{p,t,l,m} + \sum_{pcd \in CEPCD} CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$$

Onde:

$RECURSO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Recurso de Lastro Mensal para apuração de penalidade da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês "m"

$QGFIS\_CER_{p,t,l,m}$  é o Quantidade de Garantia Física Mensal Comprometida com o CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês "m"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcd” é a parcela de usina que realizou cessão no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” é a parcela de usina que adquiriu cessão no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

**Importante:**

Para as parcelas de usinas que apresentarem atraso na entrada em operação comercial de quaisquer de suas unidades geradoras, desde que inferior a 12 meses em relação as suas respectivas datas previstas no cronograma de cada empreendimento, o recurso da parcela de usina poderá ser composto apenas de Cessões de Energia e Lastro equivalente

- 3.1. A Quantidade de Garantia Física Mensal de cada usina corresponde ao somatório da Garantia Física apurada da usina durante cada mês do ano civil anterior ao de apuração (MWh), conforme a seguinte expressão:

$$QGFIS\_CER_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} GFIS_{p,j} \right) * PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$QGFIS\_CER_{p,t,l,m}$  é o Quantidade de Garantia Física Mensal Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês “m”

4. O Requisito de Lastro Mensal de cada usina para apuração de Penalidade de Energia de reserva corresponde há quantidade de energia comprometida com Contrato de Energia de Reserva. Logo, o Requisito de Lastro mensal de cada usina é calculado considerando a Garantia Física comprometida com produtos negociados em Contratos de Energia de Reserva de cada mês pertencente ao ano civil anterior ao de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m} = GF\_PROD_{p,t,l,m} * M\_HORAS_m$$

$$\forall l \in LPLER$$

$$\forall t \in TLPLER$$

Onde:

$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

5. O Nível de Insuficiência de Lastro Mensal de cada Usina (MWh) é obtido pela diferença entre os requisitos e os recursos de Lastro das mesmas. Assim, valores positivos significam déficit de Lastro e valores negativos significam que a usina atendeu aos Requisitos e teve sobra de Recurso, expressão:

$$NILE\_CER_{p,t,l,m} = REQUISITO\_CER_{p,t,l,m} - RECURSO\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$NILE\_CER_{p,t,l,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$RECURSO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Recurso de Lastro Mensal para apuração de penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

6. O Nível de Insuficiência de Lastro Anual de cada Usina (MWh) corresponde ao somatório do Nível de Insuficiência de Lastro Mensal de todos os meses pertencentes ao ano civil anterior ao de processamento, subtraído de eventuais Ajustes decorrentes de Deliberação do Conselho Administrativo (CA) da CCEE. As usinas impossibilitadas de iniciar sua operação comercial devido a atrasos das instalações de transmissão/distribuição poderão, a critério da ANEEL, ficar isentas da apuração do nível de insuficiência de lastro. Assim, valores positivos significam déficit de Lastro e valor igual a zero significa que a usina atendeu aos Requisitos e que até mesmo teve sobra de Recurso, expressão:

$$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1} = \max \left( 0, \left( \sum_{m \in f-1} NILE\_CER_{p,t,l,m} - \sum_{m \in f-1} ADDC\_CER\_PNL_{p,t,l,m} \right) - ENFA\_DT_{p,t,l,f-1} \right)$$

Onde:

$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$NILE\_CER_{p,t,l,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$ADDC\_CER\_PNL_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd para Apuração de Penalidade para cada parcela de usina “p”, produto “t”, leilão “l”, no mês “m”

$ENFA\_DT_{p,t,l,f-1}$  é o Energia não fornecida Anual por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto, “t”, do leilão, “l”, do Ano de Apuração anterior, “f-1”

### Importante:

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior “f-1”, no ano de apuração “f”, o resultado terá como referência o ano apurado “f-1”.

## 2.1.2. Dados de Entrada da Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro

<b>Total de Cessão de Energia e Lastro equivalente Recebida pela parcela de usina</b>		
<b>CEL<sub>pcd,pcs,t,l,m</sub></b>	Descrição	Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente “pcd” e a parcela de usina cessionária “pcs”, para o produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física por Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>PCGF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento de UTEs a Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR ou CER, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade/ Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade/ usinas eólicas, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou CER por Quantidade</b>		
<b>GF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde para Apuração de Penalidade de Energia de Reserva</b>		
<b>ADDC_CER_PNL<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde para Apuração de Penalidade de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Energia não fornecida Anual por conta do atraso</b>		
<b>ENFA_DT<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Energia não fornecida Anual por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto, “t”, do leilão, “l”, no Ano de Apuração, “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída da Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro

<b>Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina</b>		
<b>NILEA_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina</b>		
<b>NILE_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade		
REQUISITO_CER <sub>p,t,l,m</sub>	Descrição	Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Determinação da Penalidade Apurada

### Objetivo:

Calcular a penalidade por insuficiência de lastro de cada usina comprometida com CER e do agente proprietário de tal usina.

### Contexto:

Esta seção tem como finalidade valorar a insuficiência de lastro de energia apurada na seção anterior. A [Figura 5](#) ilustra a etapa de apuração de penalidade do Módulo de Penalidade de Energia de Reserva:

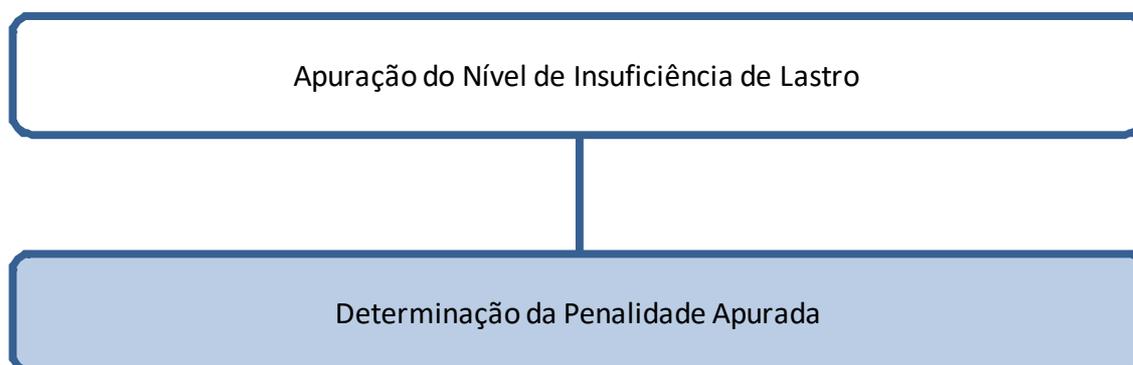


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “~~Penalidade de Energia de Reserva~~Penalidade de Energia de Reserva”

### 2.2.1. Detalhamento da Determinação da Penalidade Apurada

A determinação da penalidade apurada é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

7. A Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual para cada Usina (R\$) é apurada anualmente, apenas no mês de janeiro, pela aplicação ao Montante de Insuficiência de Lastro Anual do Preço de Venda Atualizado para Insuficiência de Lastro do Contrato de Energia de Reserva de cada usina, conforme a seguinte expressão:

$$PILE\_CER_{p,t,l,f-1} = NILEA\_CER_{p,t,l,f-1} * PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1}$$

Onde:

$PILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é a Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Preço da Insuficiência de Lastro do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

### Importante:

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior “f-1”, no ano de apuração “f”, o resultado terá como referência o ano apurado “f-1”.

- 7.1. O Preço para valoração da Insuficiência de Lastro de Energia do Contrato de Energia de Reserva de cada usina, é determinado anualmente, sempre no mês de janeiro, pela décima parte da receita fixa unitária do empreendimento, em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), conforme a seguinte expressão:

$$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1} = F\_RFIX * \left( \frac{\sum_{m \in f-1} RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{\sum_{m \in f-1} REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Preço para Valoração da Insuficiência de Lastro do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f<sup>CER</sup>”, no mês de apuração “m” que corresponder ao ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração de Penalidade de Energia de Reserva

$F\_RFIX$  é o Fator da Receita Fixa que valora as Penalidades de Energia de Reserva das usinas a Biomassa comprometidas com CER

“m” corresponde a cada um dos meses do ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração da Penalidades de Energia de Reserva

**Importante:**

Para o cálculo do Preço para Valoração da Insuficiência de Lastro do CER de cada usina será considerado o somatório da Receita Fixa de todos os meses pertencentes ao ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração da Penalidade de Energia de Reserva, dividido pelo somatório do Requisito de Lastro de todos os meses pertencentes ao ano civil anterior ao ano de apuração. O Requisito de Lastro Mensal de cada usina corresponde ao Montante de Energia comprometido com CER em cada mês.

8. O Montante de Penalidade apurada para cada perfil de agente (R\$) corresponde ao somatório das Penalidades por Insuficiência de Lastro Anual das parcelas de usinas pertencentes ao mesmo, conforme a expressão:

$$PILE\_CER\_PA_{a,f-1} = \sum_{p \in \alpha} \left( \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} PILE\_CER_{p,t,l,f-1} \right)$$

Onde:

$PILE\_CER\_PA_{a,f-1}$  é o Montante de Penalidade apurada para o perfil de agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$PILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é a Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

**Importante:**

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior “f-1”, no ano de apuração “f”, o resultado terá como referência o ano apurado “f-1”.

9. A Penalidade apurada para cada agente (R\$) corresponde ao somatório dos Montantes de Penalidades a serem pagas por todos os perfis de agentes pertencentes a este, conforme a expressão a seguir:

$$PILE\_CER\_TOT_{\alpha,f-1} = \sum_{a \in \alpha} PILE\_CER\_PA_{a,f-1}$$

Onde:

$PILE\_CER\_TOT_{\alpha,f-1}$  é o Montante de Penalidade apurada do agente “α”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$PILE\_CER\_PA_{a,f-1}$  é o Montante de Penalidade apurada para o perfil de agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

**Importante:**

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior “f-1”, no ano de apuração “f”, o resultado terá como referência o ano apurado “f-1”.

**2.2.2. Dados de Entrada da Apuração de Penalidade de Energia de Reserva**

<b>Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina</b>		
<b>NILEA_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia de Reserva (Nível de Insuficiência de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER</b>		
<b>RFAM_CER<sub>p,t,l,f<sup>CER</sup>,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/mês
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Fonte Biomassa)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade</b>		
<b>REQUISITO_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidade de Energia de Reserva (Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Fator da Receita Fixa que valora as Penalidades de Energia de Reserva</b>	
<b>F_RFIX</b>	Descrição	Fator da Receita Fixa que valora as Penalidades de Energia de Reserva das usinas a Biomassa comprometidas com CER. Este fator corresponde a 0,1 <del>conforme determinado pela Resolução Normativa 452, de 11 de outubro de 2011</del>
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída da Apuração de Penalidade de Energia de Reserva

	<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina</b>	
<b>PILE_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia do Perfil de Agente</b>	
<b>PILE_CER_PA<sub>a,f-1</sub></b>	Descrição	Montante de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia apurada para o perfil de agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia do Agente</b>	
<b>PILE_CER_TOT<sub>α,f-1</sub></b>	Descrição	Montante de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia apurada para o agente “α”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## ANEXO XXIV

### Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear

#### Versão 2021.2.0

## 1. Introdução

### Regime de Cotas de Garantia Física

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF ou Contrato de Cotas de Energia Nuclear - CCEN

O Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A Medida Provisória citada foi convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Em agosto de 2015 foi publicada a Medida Provisória nº 688, convertida na Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, alterando os artigos 8º e 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, instituindo:

(i) Bonificação pela outorga de concessão de geração a ser paga pelos concessionários de geração vencedores do leilão;

(ii) Recebimento de Receita Anual de Geração – RAG pelos geradores corresponde à bonificação pela outorga licitada no leilão; e

(iii) Determinação, por meio de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, do percentual de garantia física da usina hidrelétrica destinado ao regime de cotas e do percentual que será de livre disposição do gerador.

Podemos concatenar as usinas atingidas pela Lei nº 12.783/13 em dois grupos classificados pela alocação da garantia física e presença da bonificação de outorga:

- **Usinas que prorrogaram as concessões de geração de energia elétrica** - alocação da totalidade da garantia física ao regime de contratação de cotas de garantia física, não apresentam bonificação de outorga em sua receita;
- **Usinas que não prorrogaram suas concessões e foram licitadas** – alocação de parte da garantia física ao regime de cotas de garantia física e parte para livre negociação, apresenta bonificação de outorga em sua receita.

O recebimento da receita, pelas concessionárias de geração, decorrente da aplicação da tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica, ocorrerá por meio de liquidação financeira centralizada a ser promovida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, específica para o Regime de Cotas de Garantia Física, considerando o rateio entre as concessionárias de geração decorrente de eventual inadimplência por parte das concessionárias de distribuição.

Adicionalmente, é necessária a inclusão das despesas do PIS/PASEP e da COFINS, incorridas pelos geradores do Regime de Cotas de Garantia Física, na Receita de Venda a ser paga pelas distribuidoras cotistas, conforme resolução homologatória específica.

## Comercialização de Energia Nuclear

A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, em seu artigo 10, entre outras definições, altera o artigo 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, de forma a considerar, a partir de janeiro de 2013, a energia elétrica proveniente de Angra I e II para atendimento do mercado das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, sendo rateado entre as mesmas o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia nuclear. A ~~regulamentação específica Resolução Normativa nº 530, de 21 de dezembro de 2012,~~ estabelece a metodologia para o cálculo das cotas-parte das centrais de geração Angra I e II e as condições para a comercialização da energia proveniente dessas usinas.

A ~~Figura 1~~ ~~Figura-1~~ apresenta a relação do módulo de “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

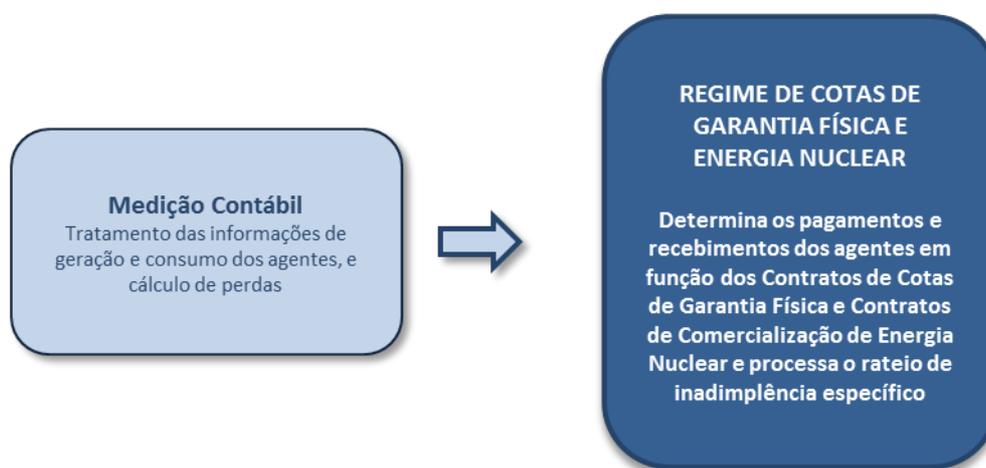


Figura 1: Relação do módulo Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.2. Conceitos Básicos

### 1.2.1. O Esquema Geral

O módulo “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”, esquematizado na ~~Figura 2~~ ~~Figura-2~~, é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de descrever o processo de formação do mapa de liquidação financeira do Regime de Cotas de Garantia Física e Cotas de Energia Nuclear, responsável por apontar todos os pagamentos e recebimentos, débitos e créditos associado aos Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGFs e aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCENs:

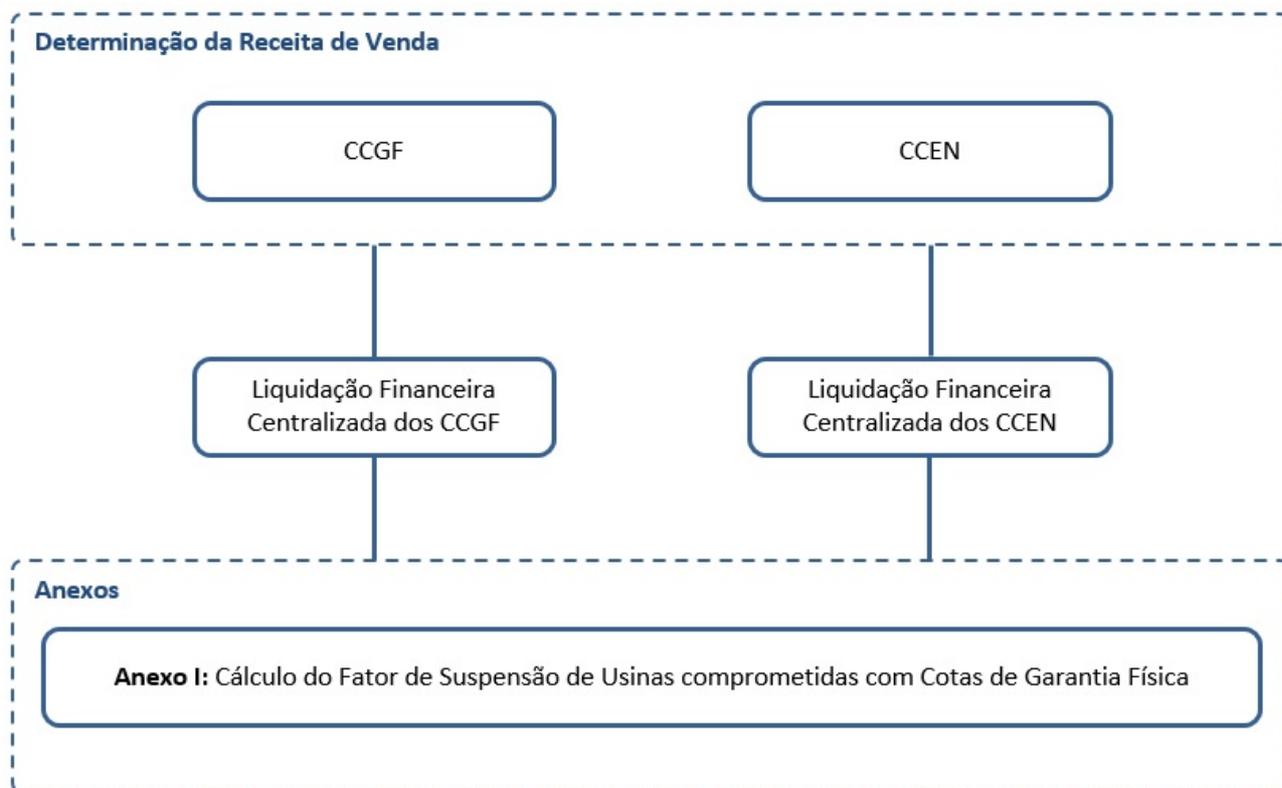


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas que serão detalhadas neste documento:

### Determinação da Receita de Venda

- **Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física:** Determina a Receita de Venda de cada empreendimento de geração comprometido com o Regime de Cotas de Garantia Física, bem como o seu rateio entre os agentes de distribuição cotistas.
- **Apuração da Receita de Venda da Comercialização de Energia Nuclear:** Determina a Receita Fixa, Parcela Variável e eventuais Ressarcimentos que compõem a Receita de Venda de cada empreendimento de geração nuclear, rateados para cada agente de distribuição cotista.

### Liquidação Centralizada do CCGF

- **Apuração dos Valores a Liquidar:** Determina os valores monetários que devem constar do mapa de liquidação financeira centralizada do CCGF. Determina o montante a ser recolhido de cada agente de distribuição e correspondente remuneração dos empreendimentos de geração.
- **Determinação do Rateio da Inadimplência:** Determina os percentuais de rateio de inadimplência dos agentes credores no processo de liquidação financeira centralizada referente ao Regime de Cotas de Garantia Física.

### **Liquidação Centralizada do CCEN**

- **Apuração dos Valores a Liquidar:** Determina os valores monetários que devem constar do mapa de liquidação financeira centralizada do CCEN, o montante a ser recolhido de cada agente de distribuição e correspondente remuneração dos empreendimentos de geração.
- **Determinação do Rateio da Inadimplência:** Determina os percentuais de rateio de inadimplência dos agentes credores no processo de liquidação financeira centralizada referente ao CCEN.

### **Cálculo do fator de suspensão de usinas comprometidas com Cotas de Garantia Física**

- **Determinação do fator de suspensão:** Apura o fator de proporcionalidade, relacionado a unidades geradoras em status de suspensão, para usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia.

## **2. Detalhamento das Etapas da Determinação da Receita de Venda**

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### **2.1. Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física**

#### **Objetivo:**

Determinar a Receita de Venda dos empreendimentos de geração no Regime de Cotas de Garantia Física relacionados aos Contratos de Contas de Garantia Física – CCGFs.

#### **Contexto:**

A primeira etapa do processo de formação do mapa de liquidação financeira centralizada do Regime de Cotas de Garantia Física associado aos CCGFs corresponde à determinação do montante a ser recolhido de cada agente cotista e a remuneração dos empreendimentos de geração nesse regime.

Os montantes são agrupados por agente principal, sendo este o responsável pela liquidação financeira dos débitos ou créditos apurados, junto à instituição bancária, contratada pela CCEE para prestar este serviço ao mercado. A [Figura 3](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

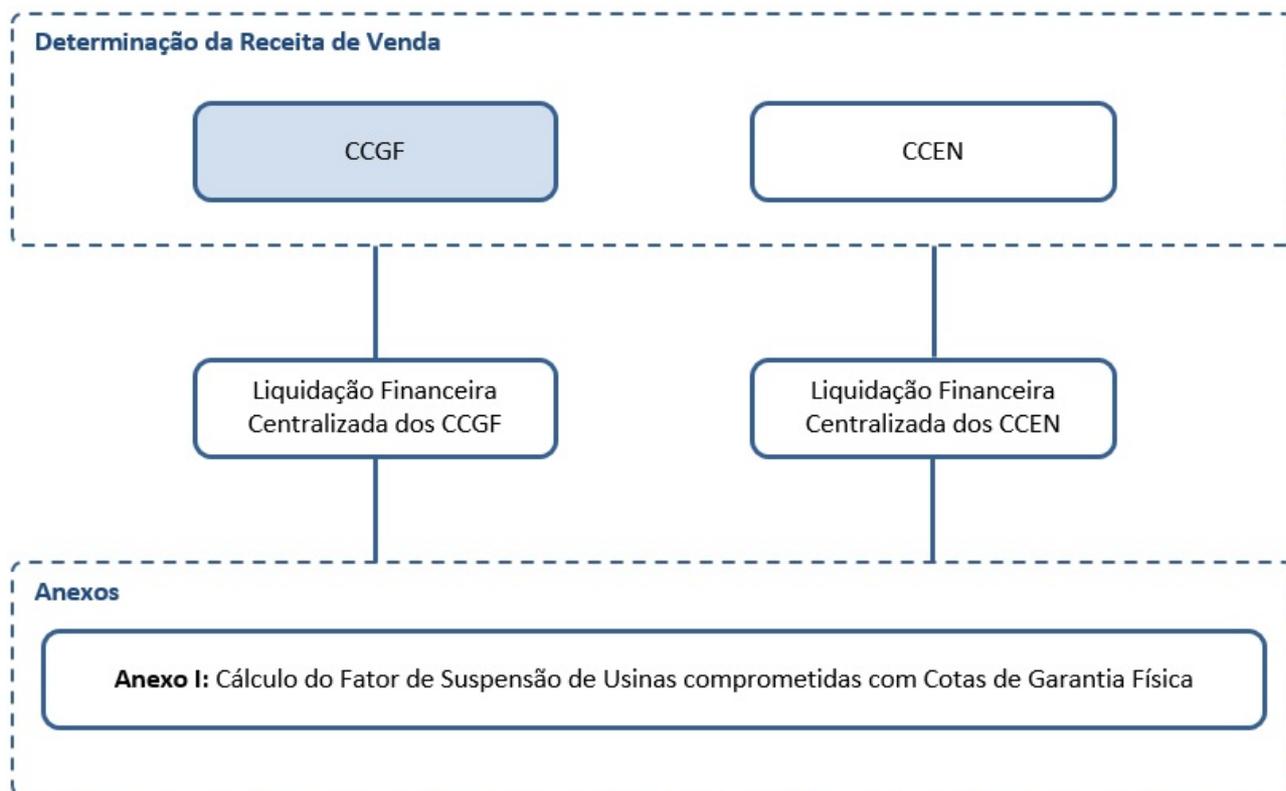


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”

### 2.1.1. Detalhamento da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física

O processo de apuração dos valores a liquidar referente ao Regime de Cotas de Garantia Física é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

1. As expressões descritas na seção “Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física” são aplicadas para todas as usinas hidráulicas comprometidas com Contrato de Cota de Garantia Física - CCGF.

#### Determinação do Rateio dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários.

2. Os custos administrativos, financeiros e tributários associados à operacionalização da Liquidação Financeira dos Contratos de Cota de Garantia Física serão repassados aos perfis de Agentes associados à usina comprometida com CCGF na proporção de seu fator de rateio:

$$CAFT\_R\_CCGF_{a,p,m} = CAFT\_CCGF_m * F\_CAFT\_CCGF_{p,m} * F\_CAFT\_AP_{a,p,m}$$

Onde:

$CAFT\_R\_CCGF_{a,p,m}$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE rateados entre os geradores referente à gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física atribuídos ao Perfil “a” do Agente associado à parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$CAFT\_CCGF_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física, no mês de apuração “m”

$F\_CAFT\_CCGF_{p,m}$  é o Fator de Rateio dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE referente à gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física, da parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$F\_CAFT\_AP_{a,p,m}$  é o Fator de divisão do CAFT por Perfil “a” do Agente associado à parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

- 2.1. O rateio dos custos administrativos, financeiros e tributários associados à operacionalização da Liquidação Financeira dos Contratos de Cota de Garantia Física é realizado entre os geradores na proporção da sua Garantia Física, definida em ato regulatório, conforme a expressão:

$$F\_CAFT\_CCGF_{p,m} = \frac{GF_p}{\sum_{p \in PCCGF} GF_p}$$

$$\forall p \in PCCGF$$

Onde:

$F\_CAFT\_CCGF_{p,m}$  é o Fator de Rateio dos Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE referente à gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física, da parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$GF_p$  é a Garantia Física definida em ato regulatório vigente para a parcela de usina comprometida com CCGF “p”

“PCCGF” é o conjunto de todas as parcelas de usinas comprometidas com CCGF “p”

### Determinação da Receita Fixa

3. A Receita Fixa Mensal Preliminar de cada perfil de Agente associado à usina representa a remuneração mensal de cada usina, sendo equivalente à proporção do número de meses de vigência do ano tarifário da receita anual divulgada pela Aneel, conforme a expressão:

$$RFP\_CCGF_{a,p,m} = ENC\_CCGF\_M_{a,p,m} + GAG\_M_{a,p,m} + RBO\_M_{a,p,m} + AJ\_INDISP\_M_{a,p,m}$$

Onde:

$RFP\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Mensal Preliminar dos Contratos de Cotas de Garantia Física do Perfil “a” do agente associado proprietário da parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$ENC\_CCGF\_M_{a,p,m}$  são os Encargos mensais que deverão ser recuperados através da RAG no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado ao proprietário da parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$GAG\_M_{a,p,m}$  é o custo mensal da Gestão de Ativos de Geração após redução pelo fator de suspensão no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado ao proprietário da parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$RBO\_M_{a,p,m}$  é o valor mensal do Retorno da Bonificação pela Outorga da Concessão no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado ao

proprietário da parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

AJ\_INDISP\_M<sub>a,p,m</sub> é a parcela de Ajuste mensal determinado pela Indisponibilidade ou pelo desempenho apurado no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado ao proprietário da parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

“f<sup>CCGF</sup>” é o ano tarifário do empreendimento de geração no Regime de Cotas de Garantia Física

**Importante:**

Para usinas que prorrogaram a concessão, e portanto, não possuem bonificação de outorga, a variável RBO\_M deverá ser igual a zero.

- 3.1. A parcela referente ao Retorno da Bonificação de Outorga, para usinas licitadas no âmbito da Lei nº 12.783/13, a ser repassada no mês de apuração “m” deverá ser determinada conforme expressão:

$$RBO\_M_{a,p,m} = \frac{RBO\_L_{a,p,f^{CCGF}}}{MESES\_AT\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}}$$

Onde:

RBO\_M<sub>a,p,m</sub> é o valor mensal do Retorno da Bonificação pela Outorga da Concessão no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

RBO\_L<sub>a,p,f<sup>CCGF</sup></sub> é o Retorno da Bonificação pela Outorga da Concessão no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

MESES\_AT\_CCGF<sub>a,p,f<sup>CCGF</sup></sub> é o Número de Meses do Ano Tarifário dos empreendimentos de geração comprometidos com Contratos de Cotas de Garantia Física, por Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

“f<sup>CCGF</sup>” é o ano tarifário do empreendimento de geração no Regime de Cotas de Garantia Física

- 3.2. A parcela referente aos encargos a serem repassados no mês de apuração “m” deverão ser determinados conforme expressão:

$$ENC\_CCGF\_M_{a,p,m} = \frac{ENC\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}}{MESES\_AT\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}}$$

Onde:

ENC\_CCGF\_M<sub>a,p,m</sub> são os Encargos mensais que deverão ser recuperados através da RAG no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$ENC\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}$  são os Encargos que deverão ser recuperados através da RAG no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

$MESES\_AT\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}$  é o Número de Meses do Ano Tarifário dos empreendimentos de geração comprometidos com Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

“f<sup>CCGF</sup>” é o ano tarifário do empreendimento de geração no Regime de Cotas de Garantia Física

- 3.2.1. Deverão ser apurados os encargos a serem remunerados através da Receita Anual de Geração – RAG, conforme expressão abaixo:

$$ENC\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}} = ENC\_UDT_{a,p,f^{CCGF}} + ENC\_CONEX_{a,p,f^{CCGF}} + ENC\_O_{a,p,f^{CCGF}}$$

Onde:

$ENC\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}$  são os Encargos que deverão ser recuperados através da RAG no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

$ENC\_UDT_{a,p,f^{CCGF}}$  é o Encargo de uso do sistema de Distribuição ou Transmissão associado ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

$ENC\_CONEX_{a,p,f^{CCGF}}$  é o Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária associado ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

$ENC\_O_{a,p,f^{CCGF}}$  são os demais Encargos vigentes associados ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

“f<sup>CCGF</sup>” é o ano tarifário do empreendimento de geração no Regime de Cotas de Garantia Física

- 3.3. Deverá ser apurado o custo da gestão dos ativos de geração total a serem recuperados pela Receita Anual de Geração – RAG, considerando a Proporcionalização da potência instalada em situações de suspensão, nos termos da [regulamentação específica REN nº 583/13](#), conforme expressão abaixo:

$$GAG\_M_{a,p,m} = \sum_{j \in m} \left( (1 - F\_SUSPENSA\_CCGF_{p,j}) * GAG\_TOT\_H_{a,p,j} \right)$$

Onde:

$GAG\_M_{a,p,m}$  é o custo mensal da Gestão de Ativos de Geração após redução pelo fator de suspensão no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$F\_SUSPENSA\_CCGF_{p,j}$  é o Fator de Suspensão associado a Contratação de Cotas da parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no período de comercialização “j”

$GAG\_TOT\_H_{a,p,j}$  é o custo total da Gestão de Ativos de Geração no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por período de comercialização “j”

- 3.3.1. Para efeito de aplicação do fator de suspensão deverá ser apurado o custo de gestão dos ativos discretizados por período de comercialização, conforme expressão:

$$GAG\_TOT\_H_{a,p,j} = \frac{GAG\_L_{a,p,f^{CCGF}} + GAG\_AD_{a,p,f^{CCGF}}}{\sum_{m \in f^{CCGF}} M\_HORAS_m}$$

Onde:

$GAG\_TOT\_H_{a,p,j}$  é o custo total da Gestão de Ativos de Geração no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por período de comercialização “j”

$GAG\_L_{a,p,f^{CCGF}}$  é a parcela associada ao custo da Gestão dos Ativos de Geração, referente ao valor ofertado pelo vencedor da Licitação, ajustado no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “ $f^{CCGF}$ ”

$GAG\_AD_{a,p,f^{CCGF}}$  é a parcela associada ao custo da Gestão dos Ativos de Geração, decorrente de Ampliações executadas, que abrangem os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “ $f^{CCGF}$ ”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“ $f^{CCGF}$ ” é o ano tarifário do empreendimento de geração no Regime de Cotas de Garantia Física

- 3.4. A parcela de ajuste mensal em decorrência de indisponibilidades ou desempenho apurados deverão ser determinados conforme expressão:

$$AJ\_INDISP\_M_{a,p,m} = \frac{AJ\_INDISP_{a,p,f^{CCGF}}}{MESES\_AT\_CCGF_{a,p,f^{CCGF}}}$$

Onde:

$AJ\_INDISP\_M_{a,p,m}$  é a parcela de ajuste mensal determinado pela indisponibilidade ou pelo desempenho apurado no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$AJ\_INDISP_{a,p,f^{CCGF}}$  é a parcela de ajuste determinado pela indisponibilidade ou pelo desempenho apurado no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “ $f^{CCGF}$ ”

MESES\_AT\_CCGF<sub>a,p,f<sup>CCGF</sup></sub> é o Número de Meses do Ano Tarifário dos empreendimentos de geração comprometidos com Contratos de Cotas de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f<sup>CCGF</sup>”

“f<sup>CCGF</sup>” é o ano tarifário do empreendimento de geração no Regime de Cotas de Garantia Física

4. O pagamento a cada perfil de Agente associado ao empreendimento de geração é realizado com base na Receita Fixa Mensal Preliminar, entretanto no mês da revisão de sua tarifa pela Aneel, é realizado o ajuste através da Receita Fixa Ajustada do CCGF, de forma a remunerar proporcionalmente à vigência da tarifa:

*Se o mês de apuração “m” for o mês de revisão da receita do empreendimento de geração, então:*

$$RFA\_CCGF_{a,p,m} = (RFP\_CCGF_{a,p,m-1} * F\_REAJU_{a,p,m}) + (RFP\_CCGF_{a,p,m} * (1 - F\_REAJU_{a,p,m}))$$

*Caso contrário:*

$$RFA\_CCGF_{a,p,m} = RFP\_CCGF_{a,p,m}$$

Onde:

RFA\_CCGF<sub>a,p,m</sub> é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

RFP\_CCGF<sub>a,p,m</sub> é a Receita Fixa Mensal Preliminar dos Contratos de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

F\_REAJU<sub>a,p,m</sub> é o Fator de Adequação do Reajuste da Receita Fixa por Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

- 4.1. Uma vez que a revisão da receita do empreendimento de geração pode acontecer durante o mês, é necessária uma adequação no valor mensal de modo a considerar de forma ponderada os valores anteriores à revisão vigente no mês de apuração. O Fator de Adequação do Reajuste representa a proporção das horas do mês até o momento da revisão:

$$F\_REAJU_{a,p,m} = \frac{(DIA\_REAJ_{a,p,m} - 1) * 24}{M\_HORAS_m}$$

Onde:

F\_REAJU<sub>a,p,m</sub> é o Fator de Adequação do Reajuste da Receita Fixa, por Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

DIA\_REAJ<sub>a,p,m</sub> é o Dia de Início de Vigência do Reajuste da Receita Fixa, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

**Importante:**

O cálculo do Fator de Adequação do Reajuste é realizado anualmente no mês de revisão da receita do empreendimento de geração pela Aneel.

5. Os ajustes, considerados na liquidação do Regime de Cotas de Garantia Física, são realizados para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, e são determinados mediante a utilização de mecanismo auxiliar de cálculo.
  6. Para perfis de agente de distribuição que possuem vínculo com usinas que renovaram concessão e, portanto, não possuem bonificação de outorga:
- 6.1. O Valor de Impostos e Contribuições associados aos CCGF, conforme regulação vigente, é calculado com base nos recebimentos de cada perfil de Agente associado à usina, considerando a receita associada aos CCGFs e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, de acordo com a seguinte expressão:

$$VIC_{a,a^*,p,m} = \left( (RFA\_CCGF_{a^*,p,m} + CFURH_{a^*,p,m}) * F\_CCGF_{a,p,f} \right) * \left( \frac{1}{(1 - PIC_{a^*,p,m})} - 1 \right)$$

Onde:

$VIC_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$RFA\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CFURH_{a,p,m}$  é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$PIC_{a,p,m}$  é o Percentual de Impostos e Contribuições para o Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à Parcela da usina comprometida com CCGF

- 6.2. O Valor de Impostos e Contribuições Retido associado aos CCGF representa parte dos tributos devidos pelo agente vendedor, já recolhidos pelas distribuidoras cotistas que possuem tratamento diferenciado, de acordo com a seguinte expressão:

*Se o agente distribuidor cotista possuir tratamento diferenciado no recolhimento de impostos e contribuições:*

$$VIC\_RT_{a,a^*,p,m} = \left( (RFA\_CCGF_{a^*,p,m} + CFURH_{a^*,p,m}) * F\_CCGF_{a,p,f} + VIC_{a,a^*,p,m} \right) * PIC\_RT_{a,m}$$

*Caso contrário:*

$$VIC\_RT_{a,a^*,p,m} = 0$$

Onde:

$VIC\_RT_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições Retido associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser pago por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$RFA\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CFURH_{a,p,m}$  é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no ano de apuração “f”

$VIC_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$PIC\_RT_{a,m}$  é o Percentual de Impostos e Contribuições Retido pelo agente de distribuição cotista com tratamento diferenciado “a”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF

- 6.3. A receita fixa a ser recebida pelo empreendimento de geração é rateada para todos os cotistas na proporção da sua cota. O montante financeiro correspondente a cada cota de um perfil de Agente proprietário de determinada usina, incluindo eventuais ajustes e inclusão de impostos e contribuições é expresso pela Receita Fixa Mensal da Cota:

$$RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m} = (RFA\_CCGF_{a^*,p,m} + CFURH_{a^*,p,m}) * F\_CCGF_{a,p,f} + (VIC_{a,a^*,p,m} - VIC\_RT_{a,a^*,p,m}) + AJUSTES\_CCGF_{a,a^*,p,m}$$

Onde:

$RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$RFA\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CFURH_{a,p,m}$  é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$VIC_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$VIC\_RT_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições Retido associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser pago por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$AJUSTES\_CCGF_{a,a^*,p,m}$  é o Valor do Ajuste de CCGF para cada agente de distribuição cotista “a”, do Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF

### **Importante:**

Conforme resolução homologatória específica é necessária a inclusão das despesas de PIS/PASEP e COFINS incorridas pelos geradores do Regime de Cotas de Garantia Física. Entretanto existe o tratamento diferenciado para o distribuidor cotista que, conforme legislação vigente, recolhe os tributos relativos aos geradores.

7. Para perfis de agente de distribuição que possuem vínculo com usinas que apresentem concessão licitada no âmbito da Lei nº 13.203/15 e, portanto, possuem bonificação de outorga:
  - 7.1. O Valor de Impostos e Contribuições associados aos CCGF, conforme regulação vigente, é calculado com base nos recebimentos da usina, considerando a receita associada aos CCGFs e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, de acordo com a seguinte expressão:

$$VIC_{a,a^*,p,m} = \left( (RFA\_CCGF_{a,p,m} + CFURH_{a,p,m} * F\_RAG\_CCGF_{p,m}) * F\_CCGF_{a,p,f} \right) * \left( \frac{1}{(1-PIC_{a^*,p,m})} - 1 \right)$$

Onde:

$VIC_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$RFA\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CFURH_{a,p,m}$  é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_RAG\_CCGF_{p,m}$  é o fator de Proporcionalização da garantia física comprometida com Contratos de Cotas de Garantia Física, para concessões licitadas conforme Lei n<sup>o</sup> 13.203/15, da parcela da usina comprometida com CCGF “p” no mês de apuração “m”

$PIC_{a,p,m}$  é o Percentual de Impostos e Contribuições para o Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à Parcela da usina comprometida com CCGF

- 7.1.1. Para as usinas licitadas possuidoras de Bonificação de outorga, deverá ser apurado o fator de Proporcionalização da garantia física comprometida com Contratos de Cotas de Garantia Física, considerando a garantia física total da usina com o montante comprometido com CCGF, conforme expressão:

$$F\_RAG\_CCGF_{p,m} = \frac{GF_p}{(GF_p + GF_{p*})}$$

Onde:

$F\_RAG\_CCGF_{a,p,m}$  é o fator de Proporcionalização da garantia física comprometida com Contratos de Cotas de Garantia Física, para concessões licitadas conforme Lei n<sup>o</sup> 13.203/15, da parcela da usina comprometida com CCGF “p” no mês de apuração “m”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

“p” parcela de usina comprometida com CCGF

“p\*” parcela de usina não comprometida com CCGF, vinculada a usina física

- 7.2. O Valor de Impostos e Contribuições Retido associado aos CCGF representa parte dos tributos devidos pelo agente vendedor, já recolhidos pelas distribuidoras cotistas que possuem tratamento diferenciado, de acordo com a seguinte expressão:

*Se o agente distribuidor cotista possuir tratamento diferenciado no recolhimento de impostos e contribuições:*

$$VIC_{RT_{a,a^*,p,m}} = \left( (RFA\_CCGF_{a^*,p,m} + CFURH_{a^*,p,m} * F\_RAG\_CCGF_{p,m}) * F\_CCGF_{a,p,f} + VIC_{a,a^*,p,m} \right) * PIC_{RT_{a,m}}$$

*Caso contrário:*

$$VIC_{RT_{a,a^*,p,m}} = 0$$

Onde:

$VIC_{RT_{a,a^*,p,m}}$  é a Valor de Impostos e Contribuições Retido associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser pago por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$RFA\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CFURH_{a,p,m}$  é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

$F\_RAG\_CCGF_{p,m}$  é o fator de Proporcionalização da garantia física comprometida com Contratos de Cotas de Garantia Física, para concessões licitadas conforme Lei nº 13.203/15, da parcela da usina comprometida com CCGF “p” no mês de apuração “m”

$VIC_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, do Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$PIC_{RT_{a,m}}$  é o Percentual de Impostos e Contribuições Retido pelo agente de distribuição cotista com tratamento diferenciado “a”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à Parcela da usina comprometida com CCGF

- 7.3. A receita fixa a ser recebida pelo empreendimento de geração é rateada para todos os cotistas na proporção da sua cota. O montante financeiro correspondente a cada cota de um perfil de Agente associado à determinada usina, incluindo eventuais ajustes e inclusão de impostos e contribuições é expresso pela Receita Fixa Mensal da Cota:

$$RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m} = (RFA\_CCGF_{a^*,p,m} + CFURH_{a^*,p,m} * F\_RAG\_CCGF_{p,m}) * F\_CCGF_{a,p,f} + (VIC_{a,a^*,p,m} - VIC_{RT_{a,a^*,p,m}}) + AJUSTES\_CCGF_{a,a^*,p,m}$$

Onde:

$RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$RFA\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cota de Garantia Física, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CFURH_{a,p,m}$  é a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$F\_CCGF_{a,p,f}$  é o Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no ano de apuração “f”

$F\_RAG\_CCGF_{p,m}$  é o fator de Proporcionalização da garantia física comprometida com Contratos de Cotas de Garantia Física, para concessões licitadas conforme Lei n<sup>o</sup> 13.203/15, da parcela da usina comprometida com CCGF “p” no mês de apuração “m”

$VIC_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$VIC\_RT_{a,a^*,p,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições Retido associado aos Contratos de Cota de Garantia Física a ser pago por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

$AJUSTES\_CCGF_{a,a^*,p,m}$  é o Valor do Ajuste de CCGF para cada agente de distribuição cotista “a”, do Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à Parcela da usina comprometida com CCGF

8. A Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cota de Garantia Física é consolidada por perfil de agente associado à parcela de usina através da Receita Fixa Total que considera o somatório de todos agentes cotistas, conforme apresenta a expressão a seguir:

$$RFT\_CCGF_{a^*,p,m} = \sum_a RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m}$$

Onde:

$RFT\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à Parcela da usina comprometida com CCGF

9. A Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física é consolidada através da Receita Fixa Total de cada usina comprometida com os Contratos de Cota de Garantia Física, que considera o somatório de todos os perfis de agentes associados à usina, conforme apresenta a expressão a seguir:

$$RFTP\_CCGF_{p,m} = \sum_a RFT\_CCGF_{a,p,m}$$

Onde:

$RFTP\_CCGF_{p,m}$  é a Receita Fixa Total da Parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$RFT\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

#### Determinação da Receita de Venda

10. A Receita de Venda Mensal de cada empreendimento de geração a ser recolhido de cada agente cotista é descrito conforme a seguinte expressão:

$$RVM_{a,a^*,p,m} = RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m}$$

Onde:

$RVM_{a,a^*,p,m}$  é a Receita de Venda Mensal a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, ao perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$RFM\_CCGF_{a,a^*,p,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cota de Garantia Física a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para o Perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de referência “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista do CCGF

“a\*” é o perfil do Agente associado à Parcela da usina comprometida com CCGF

#### 2.1.2. Dados de Entrada da Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física

<b>Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos CCGFs</b>	
<b>CAFT_CCGF<sub>m</sub></b>	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

<b>F_CAFT_AP<sub>a,p,m</sub></b>	<b>Fator de divisão do CAFT por Agente Associado à parcela de usina</b>	
	Descrição	Fator de divisão do CAFT por perfil “a” de Agente associado à parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>GF<sub>p</sub></b>	<b>Garantia Física</b>	
	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>MESES_AT_CCGF<sub>a,p,f</sub></b> CCGF	<b>Número de Meses do Ano Tarifário do CCGF</b>	
	Descrição	Número de Meses do Ano Tarifário dos empreendimentos de geração comprometidos com Contratos de Cotas de Garantia Física, por perfil “a” de agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sub>CCGF</sub> ”
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>DIA_REAJ<sub>a,p,m</sub></b>	<b>Dia de Início de Vigência do Reajuste da Receita Fixa</b>	
	Descrição	Dia de Início de Vigência do Reajuste da Receita Fixa do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

	Unidade	horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<hr/>		
<b>Retorno da Bonificação pela Outorga da Concessão</b>		
<b>RBO_L<sub>a,p,f</sub><sup>CCGF</sup></b>	Descrição	Retorno da Bonificação pela Outorga da Concessão no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sup>CCGF</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
<b>Encargo de uso do sistema de Distribuição ou Transmissão associado ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia</b>		
<b>ENC_UDT<sub>a,p,f</sub><sup>CCGF</sup></b>	Descrição	Encargo de uso do sistema de Distribuição ou Transmissão associado ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sup>CCGF</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
<b>Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária</b>		
<b>ENC_CONEX<sub>a,p,f</sub><sup>CCGF</sup></b>	Descrição	Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária associado ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sup>CCGF</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
<b>Demais encargos vigentes associados ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física</b>		
<b>ENC_O<sub>a,p,f</sub><sup>CCGF</sup></b>	Descrição	Demais encargos vigentes associados ao repasse dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina

	comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sup>CCGF</sup> ”
Unidade	R\$
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>GAG_L</b> <sub>a,p,f</sub> <sup>CCGF</sup>	<b>Parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, referente ao valor ofertado pelo vencedor da licitação</b>	
	Descrição	Parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, referente ao valor ofertado pelo vencedor da licitação ajustado no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sup>CCGF</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>GAG_AD</b> <sub>a,p,f</sub> <sup>CCGF</sup>	<b>Parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, decorrente de Ampliações executadas, que abrangem os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização</b>	
	Descrição	Parcela associada ao custo da gestão dos ativos de geração, decorrente de Ampliações executadas, que abrangem os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “f <sup>CCGF</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>AJ_INDISP</b> <sub>a,p,f</sub> <sup>CCGF</sup>	<b>Parcela de ajuste determinado pela indisponibilidade ou pelo desempenho apurado no âmbito dos Contratos de Cotas de Garantia Física</b>
	Descrição

	comprometida com CCGF “p”, por ano de apuração “fCCGF”
Unidade	R\$
Fornecedor	ANEEL
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Valor dos Ajustes para Liquidação de CCGF

<b>AJUSTES_CCGF<sub>a,a*,p,m</sub></b>	Descrição	Valor dos ajustes realizados para dar cumprimento a decisões judiciais ou administrativas de caráter provisório, por perfil de agente de distribuição cotista “a”, do perfil “a*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração, “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física

<b>F_CCGF<sub>a,p,f</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Cotas de Garantia Física para cada perfil de agente de distribuição cotista “a”, da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica

<b>CFURH<sub>a,p,m</sub></b>	Descrição	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos para Geração Hidrelétrica, do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Impostos e Contribuições

<b>PIC<sub>a,p,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Impostos e Contribuições para cada perfil “a” de agente associado à parcela da usina
----------------------------	-----------	--

	comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”
Unidade	n.a.
Fornecedor	Agentes
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Percentual de Impostos e Contribuições Retido

PIC_RT <sub>a,m</sub>	Descrição	Percentual de Impostos e Contribuições Retido por perfil de agente de distribuição cotista com tratamento diferenciado “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída da Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física

	<b>Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão do CCGF</b>	
CAFT_R_CCGF <sub>a,p,m</sub>	Descrição	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE rateados entre os geradores referentes à gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física atribuídos ao perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Receita de Venda Mensal

RVM <sub>a,a*,p,m</sub>	Descrição	Receita de Venda Mensal a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, ao perfil “a*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

RFT_CCGF <sub>a,p,m</sub>	<b>Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física da usina</b>
---------------------------	---

Descrição	Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Total da usina comprometida com CCGF</b>	
RFTP_CCGF <sub>p,m</sub>	Receita Fixa Total da parcela “p” da usina comprometida com Contratos de Cota de Garantia Física, por mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Apuração da Receita de Venda da Comercialização de Energia Nuclear

### Objetivo:

Determinar a Receita de Venda dos empreendimentos de geração de energia nuclear associados aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCEN

### Contexto:

A primeira etapa do processo de formação do mapa de liquidação financeira centralizada da Comercialização de Energia Nuclear, associado aos CCENs, corresponde à determinação do montante a ser recolhido de cada agente de distribuição e a remuneração de Angra I e II. Os montantes são agrupados por agente principal, sendo este o responsável pela liquidação financeira dos débitos ou créditos apurados, junto à instituição bancária, contratada pela CCEE para prestar este serviço ao mercado. A [Figura 4](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

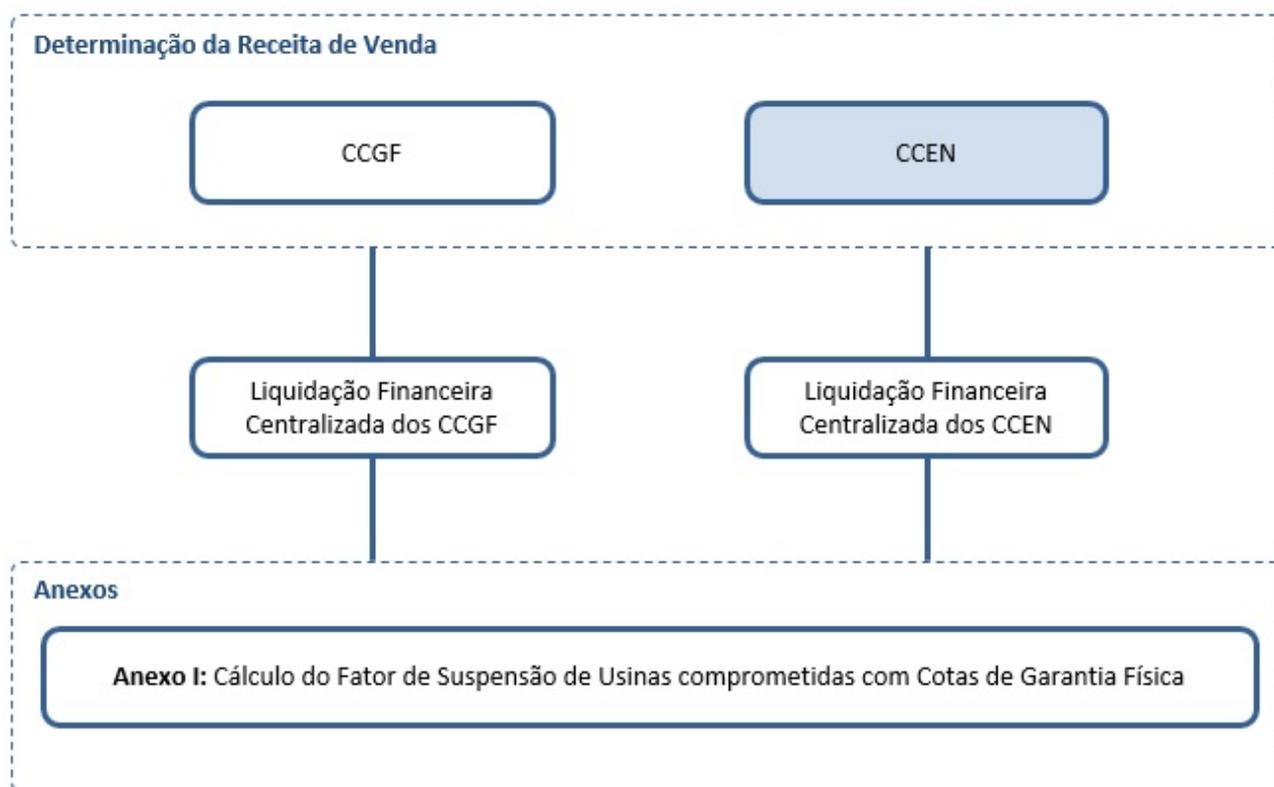


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”

### 2.2.1. Detalhamento da Receita de Venda da Comercialização de Energia Nuclear

O processo de apuração dos valores a liquidar referente à Comercialização de Energia Nuclear é realizado de acordo com os seguintes comandos e expressões:

11. As expressões descritas na seção “Apuração da Receita de Venda da Comercialização de Energia Nuclear” são aplicadas para todos os agentes comprometidos com Contrato de Cotas de Energia Nuclear - CCEN.
12. A remuneração dos empreendimentos de energia nuclear é efetuada através da Receita de Venda que é composta de uma parcela fixa, que corresponde à remuneração do empreendimento pelos custos incorridos para manter a usina disponível para atendimento ao contrato e uma eventual parcela variável que se refere aos custos relacionados à energia produzida pela usina acima de sua Garantia Física Anual.

#### Determinação da Receita Fixa

13. A Receita Fixa Mensal Preliminar do agente responsável por usina nuclear é a receita anual, divulgada pela Aneel, dividida em parcelas mensais, conforme a expressão:

$$RFP\_CCEN_{a,m} = \frac{RF\_CCEN_{a,f^{CCEN}}}{MESES\_AT\_CCEN_{a,f^{CCEN}}}$$

$$\forall m \in f^{CCEN}$$

Onde:

$RFP\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Mensal Preliminar dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

$RF\_CCEN_{a,f}^{CCEN}$  é a Receita Fixa dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente vendedor “a”, por ano de apuração “f<sup>CCEN</sup>”

$MESES\_AT\_CCEN_{a,f}^{CCEN}$  é o Número de Meses do Ano Tarifário dos empreendimentos de geração comprometidos com Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente vendedor “a”, por ano de apuração “f<sup>CCEN</sup>”

“f<sup>CCEN</sup>” é o ano tarifário do empreendimento de geração nuclear

14. O pagamento ao agente responsável por empreendimento de geração nuclear é realizado com base na Receita Fixa Mensal Preliminar, entretanto no mês da revisão de sua tarifa pela Aneel, é realizado o ajuste através da Receita Fixa Ajustada do CCEN, de forma a remunerar proporcionalmente à vigência da tarifa:

*Se o mês de apuração “m” for o mês de revisão da receita do empreendimento de geração nuclear, então:*

$$\begin{aligned} RFA\_CCEN_{a,m} &= (RFP\_CCEN_{a,m-1} * F\_REAJU\_CCEN_{a,m}) \\ &+ (RFP\_CCEN_{a,m} * (1 - F\_REAJU\_CCEN_{a,m})) \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$RFA\_CCEN_{a,m} = RFP\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RFA\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

$RFP\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Mensal Preliminar dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

$F\_REAJU\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Adequação do Reajuste da Receita Fixa do CCEN, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

- 14.1. Uma vez que a revisão da receita do agente responsável por empreendimento de geração nuclear pode acontecer durante o mês, é necessária uma adequação no valor mensal de modo a considerar de forma ponderada os valores anteriores à revisão vigente no mês de apuração. O Fator de Adequação do Reajuste é calculado somente no mês de revisão da receita do empreendimento de geração nuclear e representa a proporção das horas do mês até o momento da revisão:

$$F\_REAJU\_CCEN_{a,m} = \frac{(DIA\_REAJ\_CCEN_{a,m} - 1) * 24}{M\_HORAS_m}$$

Onde:

$F\_REAJU\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Adequação do Reajuste da Receita Fixa do CCEN, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

$DIA\_REAJ\_CCEN_{a,m}$  é o Dia de Início de Vigência do Reajuste da Receita Fixa relacionada ao CCEN, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

**Importante:**

O cálculo do Fator de Adequação do Reajuste da Receita Fixa do CCEN é realizado anualmente, no mês de revisão pela Aneel da receita do agente responsável por empreendimento de geração nuclear.

15. A Receita Fixa Mensal determina a parcela de receita a ser rateada para cada Agente de distribuição referente à remuneração fixa dos empreendimentos nucleares, conforme a expressão:

$$RFM\_CCEN_{a,m} = RFA\_CCEN_{a*,m} * F\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RFM\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

$RFA\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

$F\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

“a\*” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

**Apuração Anual**

16. Anualmente, a CCEE fará a apuração da diferença entre a energia gerada e a Garantia Física, descontadas as perdas da Rede Básica e consumo interno, dos empreendimentos comprometidos com CCEN, a fim de apurar a Parcela Variável, bem como eventual Ressarcimento do agente responsável por empreendimento de geração nuclear. Essa apuração será realizada no mês de referência janeiro com base nos dados da contabilização de dezembro.
17. A Garantia Física Total, Descontadas as Perdas da Rede Básica e consumo interno, consolida os montantes mensais apurados e é base para apuração tanto da parcela variável, quanto para o ressarcimento, de acordo com a seguinte equação:

$$TGF\_CCEN_{a,f-1} = \sum_{p \in a} \sum_{m \in f-1} \sum_{j \in m} \left( GF_p * UXP\_GLF_{p,j} * (1 - P\_CI_{p,f}^{CCEN}) \right)$$

$$\forall j \in f^{CCEN}$$

$$\forall f^{CCEN} \in f - 1$$

Onde:

$TGF\_CCEN_{a,f}$  é a Garantia Física Total, Descontadas as Perdas, do perfil de agente vendedor comprometido com CCEN “a”, no ano de apuração “f”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$P\_Cl_{p,f}^{CCEN}$  é o Percentual Médio de Consumo Interno da usina “p”, por ano de apuração “f<sup>CCEN</sup>”

**Importante:**

O cálculo da Garantia Física Total, descontadas as perdas da Rede Básica e consumo interno será realizado apenas no mês de referência **janeiro** de cada ano de apuração.

**Determinação da Parcela Variável**

18. A Parcela Variável consiste em pagamento anual adicional, referente ao rateio do montante financeiro associado à geração verificada acima da Garantia Física, Descontadas as Perdas da Rede Básica e consumo interno, conforme o equacionamento:

Se  $\sum_{p \in a} \sum_{j \in f-1} G_{p,j} \geq TGF\_CCEN_{a,f-1}$ , então:

$$PVT\_CCEN_{a,f-1} = \left( \sum_{p \in a} \sum_{j \in f-1} G_{p,j} - TGF\_CCEN_{a,f-1} \right) * 0,5 * PLD\_ANUAL\_S_{s,f-1}$$

Caso contrário:

$$PVT\_CCEN_{a,f-1} = 0$$

Onde:

$PVT\_CCEN_{a,f}$  é a Parcela Variável Total associada ao CCEN, do perfil de agente gerador “a”, no ano de apuração “f”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$TGF\_CCEN_{a,f}$  é a Garantia Física Total, Descontadas as Perdas, do perfil de agente vendedor comprometido com CCEN “a”, no ano de apuração “f”

$PLD\_ANUAL\_S_{s,f}$  é o Preço Médio Anual no submercado “s”, no ano de apuração “f”

“s” é o submercado em que a parcela de usina “p” está localizada

**Importante:**

O cálculo da Parcela Variável Total será realizado apenas no mês de referência **janeiro** de cada ano de apuração “f”.

- 18.1. O Preço Médio Anual de referência, por submercado, é expresso pela seguinte equação:

$$PLD\_ANUAL\_S_{s,f-1} = \frac{\sum_{j \in f-1} PLD_{s,j}}{\sum_{m \in f-1} M\_SPD_m}$$

Onde:

PLD\_ANUAL\_S<sub>s,f</sub> é o Preço Médio Anual, no submercado “s”, no ano de apuração “f”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Horário, determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

M\_SPD<sub>m</sub> é a quantidade de períodos de comercialização no mês de apuração “m”

**Importante:**

O cálculo da Preço Médio Anual será realizado apenas no mês de referência **janeiro** de cada ano de apuração “f”.

19. A Receita Variável Mensal deverá ser recebida pelo agente vendedor em parcelas duodecimais, durante o ano seguinte, e é expressa de acordo com a expressão a seguir:

$$PV\_CCEN\_M_{a,m} = \frac{PVT\_CCEN_{a,f-1}}{12}$$

Onde:

PV\_CCEN\_M<sub>a,m</sub> é a Parcela Variável Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente gerador “a”, no mês de apuração “m”

PVT\_CCEN<sub>a,f</sub> é a Parcela Variável Total associada ao CCEN, do perfil de agente gerador “a”, no ano de apuração “f”

**Importante:**

O montante correspondente à Parcela Variável Total é pago ao agente responsável por empreendimento nuclear em 12 parcelas mensais durante o ano civil “f” seguinte.

A Parcela Variável Mensal assume valor zero durante o primeiro ano.

20. A Parcela Variável Mensal Rateada proporcionalmente conforme cota-parte do agente distribuidor é expressa de acordo com a expressão a seguir:

$$PV\_CCEN\_M\_D_{a,m} = PV\_CCEN\_M_{a*,m} * F\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

PV\_CCEN\_M\_D<sub>a,m</sub> é a Parcela Variável Mensal Rateada associada ao CCEN, de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de apuração “m”

PV\_CCEN\_M<sub>a,m</sub> é a Parcela Variável Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente gerador “a”, no mês de apuração “m”

F\_CCEN<sub>a,m</sub> é o Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear, de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

“a\*” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

### Determinação do Ressarcimento

21. Na eventualidade de o montante de geração verificada no ano ser inferior à Garantia Física, Descontadas as Perdas da Rede Básica e consumo interno, é apurado um ressarcimento do agente responsável pelo empreendimento de geração nuclear, de acordo com o descrito na seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 & \text{Se } \sum_{p \in a} \sum_{j \in f-1} G_{p,j} < TGF\_CCEN_{a,f-1}, \text{ então:} \\
 RESS\_CCEN_{a,f-1} &= \left( \left( TGF\_CCEN_{a,f-1} - \sum_{p \in a} \sum_{j \in f-1} G_{p,j} - ENF\_IR_{a,f-1} \right) \right. \\
 & \left. * \text{máx}(PLD\_ANUAL\_S_{s,f-1}; \mathbf{PREFIX\_CCEN}_{a,f-1}) \right)
 \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$RESS\_CCEN_{a,f-1} = 0$$

Onde:

$RESS\_CCEN_{a,f}$  é o Ressarcimento Total associado ao CCEN, do agente gerador vendedor "a", do ano de apuração "f"

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina "p", no período de comercialização "j"

$TGF\_CCEN_{a,f}$  é a Garantia Física Total, Descontadas as Perdas, do perfil de agente vendedor comprometido com CCEN "a", no ano de apuração "f"

$PLD\_ANUAL\_S_{s,f}$  é o Preço Médio Anual, no submercado "s", no ano de apuração "f"

$PREFIX\_CCEN_{a,f}$  é a Preço associado à Receita Fixa Anual, do perfil de agente "a", no ano de apuração "f"

$ENF\_IR_{a,f}$  é a Energia Não Fornecida Isentada de Ressarcimento Aprovada pela Aneel, do agente gerador vendedor "a", do ano de apuração "f"

#### Importante:

O cálculo do Ressarcimento Total associado ao CCEN será realizado apenas no mês de referência **janeiro** de cada ano de apuração "f".

- 21.1. O Preço associado à Receita Fixa Anual é o valor em Reais de cada Megawatt-hora relativo à Receita Fixa do agente vendedor de energia nuclear e é expresso pela seguinte equação:

$$PREFIX\_CCEN_{a,f-1} = \frac{\sum_{m \in f-1} RFA\_CCEN_{a,m}}{\sum_{EPCCEN} QA_{e,f-1}}$$

$$\forall e \in a$$

Onde:

PRFIX\_CCEN<sub>a,f</sub> é a Preço associado à Receita Fixa Anual, do perfil de agente “a”, no ano de apuração “f”

RFA\_CCEN<sub>a,m</sub> é a Receita Fixa Ajustada do Contrato de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”

QA<sub>e,f</sub> é a Quantidade Anual do Contrato “e”, no ano de apuração “f”

“EPCCEN” é o conjunto de todos os contratos “e” referentes ao perfil de agente “a” vendedor de CCEN

**Importante:**

O cálculo do Preço associado à Receita Fixa Anual será realizado apenas no mês de referência **janeiro** de cada ano de apuração “f”.

22. O Ressarcimento Mensal associado ao CCEN deverá ser pago pelo agente vendedor em parcelas duodecimais, durante o ano seguinte, e é expresso de acordo com a expressão a seguir:

$$RESS\_CCEN\_M_{a,m} = \frac{RESS\_CCEN_{a,f-1}}{12}$$

Onde:

RESS\_CCEN\_M<sub>a,m</sub> é o Ressarcimento Mensal associado ao CCEN, do agente gerador vendedor “a”, do mês de apuração “m”

RESS\_CCEN<sub>a,f</sub> é o Ressarcimento Total associado ao CCEN, do agente gerador vendedor “a”, do ano de apuração “f”

**Importante:**

O montante correspondente ao Ressarcimento Total associado ao CCEN é pago pelo agente responsável por empreendimento nuclear em 12 parcelas mensais, durante o ano civil “f” seguinte.

O Ressarcimento Mensal associado ao CCEN assume valor *zero* durante o primeiro ano.

23. O Ressarcimento Mensal Rateado proporcionalmente conforme cota-parte do agente distribuidor é expressa de acordo com a expressão a seguir:

$$RESS\_CCEN\_M\_D_{a,m} = RESS\_CCEN\_M_{a*,m} * F\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

RESS\_CCEN\_M\_D<sub>a,m</sub> é o Ressarcimento Mensal Rateado associado ao CCEN, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

$RESS\_CCEN\_M_{a,m}$  é o Ressarcimento Mensal associado ao CCEN, do agente gerador vendedor “a”, do ano de apuração “f”

$F\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

“a\*” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

### Determinação da Receita de Venda

24. O Valor de Impostos e Contribuições da Receita Fixa associado à Receita Fixa do CCEN, considerando eventual Parcela Variável e Ressarcimento, é obtido somente para os distribuidores cotistas que possuem tratamento diferenciado no recolhimento de impostos e contribuições, de acordo com a seguinte equação:

$$\begin{aligned} VIC\_RF\_CCEN_{a,m} \\ = \text{máx} (0, (RFM\_CCEN_{a,m} + PV\_CCEN\_M\_D_{a,m} \\ - RESS\_CCEN\_M\_D_{a,m}) * PIC\_CCEN_{a,m}) \end{aligned}$$

Onde:

$VIC\_RF\_CCEN_{a,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições da Receita Fixa associado à Receita Fixa do CCEN, por perfil de agente de distribuição cotista “a”, no mês de referência “m”

$RFM\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

$PV\_CCEN\_M\_D_{a,m}$  é a Parcela Variável Mensal Rateada associada ao CCEN, de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de apuração “m”

$RESS\_CCEN\_M\_D_{a,m}$  é o Ressarcimento Mensal Rateado associado ao CCEN, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

$PIC\_CCEN_{a,m}$  é o Percentual de Impostos e Contribuições associado ao CCEN, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

25. O valor da Receita de Venda Mensal será obtido através da soma das receitas fixa e variável de cada usina, proporcionalizada por agente de distribuição cotista, além de eventuais valores de ajuste, de acordo com a seguinte equação:

*Se o agente distribuidor cotista possuir tratamento diferenciado no recolhimento de impostos e contribuições:*

$$\begin{aligned} RVM\_CCEN_{a,m} \\ = (RFM\_CCEN_{a,m} - VIC\_RF\_CCEN_{a,m}) + PV\_CCEN\_M\_D_{a,m} - RESS\_CCEN\_M\_D_{a,m} \\ + AJUSTES\_CCEN_{a,m} \end{aligned}$$

*Caso contrário:*

$$RVM\_CCEN_{a,m} = RFM\_CCEN_{a,m} + PV\_CCEN\_M\_D_{a,m} - RESS\_CCEN\_M\_D_{a,m} + AJUSTES\_CCEN_{a,m}$$

Onde:

$RVM\_CCEN_{a,m}$  é a Receita de Venda Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente de distribuição cotista “a”, por mês de apuração “m”

$RFM\_CCEN_{a,m}$  é a Receita Fixa Mensal dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

$VIC\_RF\_CCEN_{a,m}$  é a Valor de Impostos e Contribuições da Receita Fixa associado à Receita Fixa do CCEN, por perfil de agente de distribuição cotista “a”, no mês de referência “m”

$PV\_CCEN\_M\_D_{a,m}$  é a Parcela Variável Mensal Rateada associada ao CCEN, de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de apuração “m”

$RESS\_CCEN\_M\_D_{a,m}$  é o Ressarcimento Mensal Rateado associado ao CCEN, do perfil de agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”

$F\_CCEN_{a,m}$  é o Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”

$AJUSTES\_CCEN_{a,m}$  é o Valor do Ajuste de CCEN para cada agente distribuidor cotista “a”, no mês de referência “m”

“a” é o perfil de agente de distribuição cotista associado ao Contrato de Cotas de Energia Nuclear

26. O valor da Receita de Venda Total Mensal apresenta o montante consolidado para o agente responsável por empreendimento nuclear, como demonstra a equação:

$$RVT\_CCEN_{a,m} = \sum_{a^* \in EPCCEN} RVM\_CCEN_{a^*,m}$$

Onde:

$RVT\_CCEN_{a,m}$  é o Valor da Receita de Venda Total Mensal associada ao CCEN do perfil de agente gerador “a”, no mês de apuração “m”

$RVM\_CCEN_{a,m}$  é a Receita de Venda Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente de distribuição cotista “a”, por mês de apuração “m”

“a\*” é o perfil de agente de distribuição cotista associado ao Contrato de Cotas de Energia Nuclear

“EPCCEN” é o conjunto de todos os perfis de agente comprometidos com CCEN

### 2.2.2. Dados de Entrada da Apuração da Receita de Venda da Cotas de Energia Nuclear

<b>Receita Fixa dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
$RF\_CCEN_{a,f}^{CCEN}$	Descrição	Receita Fixa dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente vendedor “a”, por ano de apuração “f <sup>CCEN</sup> ”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Aneel

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Número de Meses do Ano Tarifário do CCEN</b>		
<b>MESES_AT_CCEN<sub>a,fc</sub></b> CEN	Descrição	Número de Meses do Ano Tarifário dos empreendimentos de geração comprometidos com Contratos de Cotas de Energia Nuclear, do perfil de agente vendedor “a”, por ano de apuração “f <sup>CCEN</sup> ”
	Unidade	meses
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Dia de Início de Vigência do Reajuste da Receita Fixa relacionada ao CCEN</b>		
<b>DIA_REAJ_CCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Dia de Início de Vigência do Reajuste da Receita Fixa relacionada ao CCEN, do perfil de agente gerador vendedor “a”, por mês de apuração “m”
	Unidade	Dias
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade de Horas no Mês</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear</b>		
<b>F_CCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Fator de Rateio de Contratos de Cotas de Energia Nuclear de cada perfil de agente distribuidor “a”, no mês de referência “m”
	Unidade	n.a
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio

	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>		
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina "p", por período de comercialização "j". Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>		
<b>P_CI<sub>p,f</sub><sup>CCEN</sup></b>	Descrição	Percentual Médio de Consumo Interno da usina "p", por ano de apuração "f <sup>CCEN</sup> "
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Aneel
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina "p", ajustada por período de comercialização "j"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Preço de Liquidação das Diferenças</b>		
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	Descrição	Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado "s" e Período de comercialização "j"
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Preço de Liquidação das Diferenças

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Energia Não Fornecida Isentada de Ressarcimento Aprovada pela Aneel</b>		
<b>ENF_IR<sub>a,f</sub></b>	Descrição	Energia Não Fornecida Isentada de Ressarcimento Aprovada pela Aneel, do agente gerador vendedor "a", do ano de apuração "f"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Anual do Contrato</b>		
<b>QA<sub>e,f</sub></b>	Descrição	Quantidade Anual do Contrato "e" no ano de apuração "f"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Impostos e Contribuições associado CCEN</b>		
<b>PIC_CCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Impostos e Contribuições associado CCEN, do perfil de agente de geração "a", no mês de apuração "m"
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Valor dos Ajustes para Liquidação de CCEN</b>		
<b>AJUSTES_CCEN<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Valor do Ajuste de CCEN para cada agente distribuidor cotista "a", no mês de referência "m"
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Quantidade de Períodos de Comercialização no Mês</b>		
<b>M_SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de Períodos de Comercialização no mês de apuração "m" compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	n.a.

Fornecedor	CCEE
Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída da Apuração da Receita de Venda da Cotas de Energia Nuclear

Receita de Venda Mensal associada ao CCEN		
RVM_CCEN <sub>a,m</sub>	Descrição	Receita de Venda Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente de distribuição cotista “a”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Valor da Receita de Venda Total Mensal associada ao CCEN		
RVT_CCEN <sub>a,m</sub>	Descrição	É o Valor da Receita de Venda Total Mensal associada ao CCEN do perfil de agente gerador “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 3. Detalhamento das Etapas da Liquidação Centralizada do CCGF

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. Determinação da Liquidação Centralizada do CCGF

#### Objetivo:

Determinar os valores a liquidar e percentuais de rateio de inadimplência dos agentes credores no processo de liquidação financeira centralizada referente ao Regime de Cotas de Garantia Física dos CCGFs.

#### Contexto:

O cálculo do rateio de inadimplência, parte do processo de liquidação financeira centralizada do Regime de Cotas de Garantia Física dos CCGFs, estabelece a participação de cada agente credor em uma eventual inadimplência. A [Figura 5](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

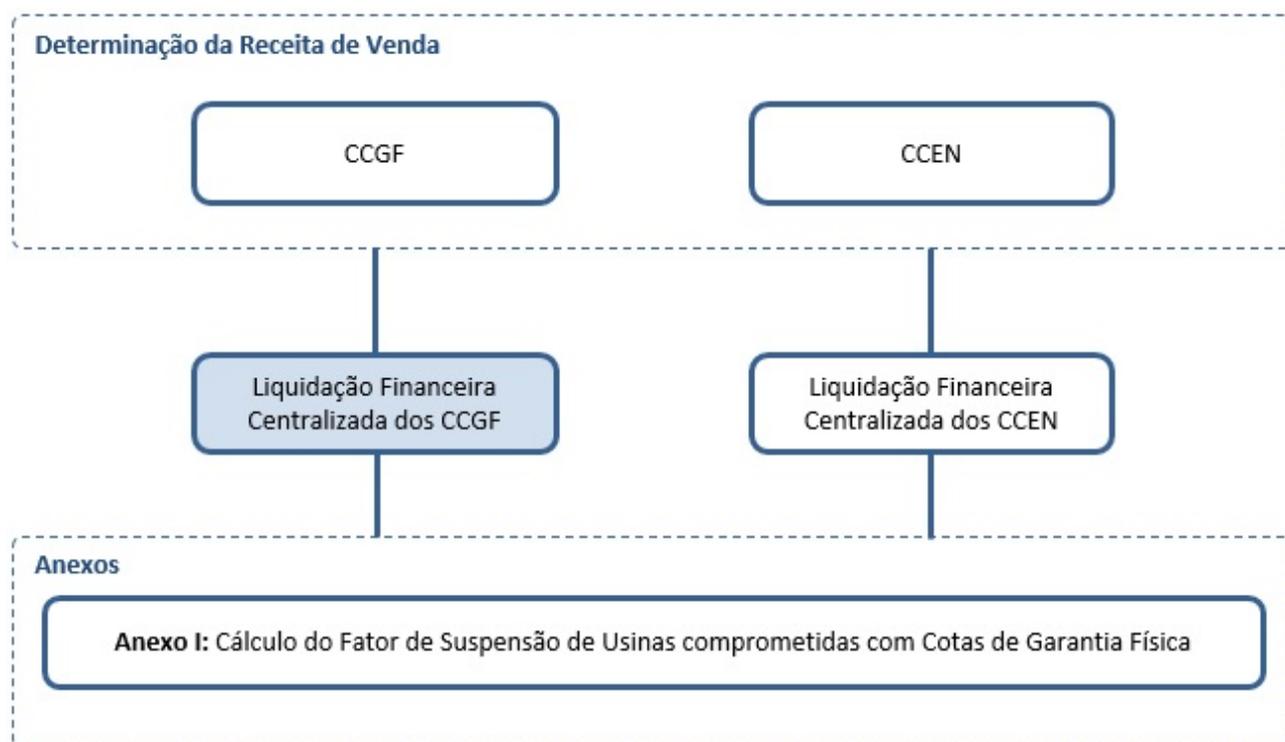


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”

27. As expressões descritas na seção “Determinação da Liquidação Centralizada do CCGF” são aplicadas tanto para todas as usinas hidráulicas comprometidas com Contrato de Cota de Garantia Física – CCGF.

### 3.1.1. Detalhamento da Liquidação Centralizada do CCGF

#### Cálculo do Valor Total a Liquidar

28. O Valor Total a Liquidar consolida os montantes a pagar ou a receber de todos os perfis de agente associados ao agente principal, sendo este último o responsável pelo processo de liquidação financeira referente aos Contratos de Cotas de Garantia Física. As expressões a seguir agrupam os resultados dos diferentes perfis de agentes em um único agente principal:
- 28.1. Caso o agente seja o responsável pelo empreendimento de geração, o montante apurado para recebimento na liquidação financeira específica para o Regime de Cotas de Garantia Física é dado por:

$$VTL\_CCGF_{\alpha,m} = \sum_{a \in A\alpha} \sum_{p \in a} (RFT\_CCGF_{a,p,m} - CAFT\_R\_CCGF_{a,p,m})$$

Onde:

$VTL\_CCGF_{\alpha,m}$  é o Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do agente “ $\alpha$ ”, por mês de apuração “ $m$ ”

$RFT\_CCGF_{a,p,m}$  é a Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

$CAFT\_R\_CCGF_{a,p,m}$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE rateados entre os geradores referente à gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física atribuídos ao Perfil “a” do Agente associado à parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de Agente de responsável pelo empreendimento de geração comprometido com CCGF

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de Agente “a” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

28.2. Caso o agente seja o distribuidor cotista, o montante apurado para pagamento na liquidação financeira específica para o Regime de Cotas de Garantia Física é dado por:

$$VTL\_CCGF_{\alpha,m} = (-1) * \left( \sum_{a \in A\alpha} \sum_{a^*} \sum_p RVM_{a,a^*,p,m} \right)$$

Onde:

$VTL\_CCGF_{\alpha,m}$  é o Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do agente “ $\alpha$ ”, por mês de apuração “m”

$RVM_{a,a^*,p,m}$  é a Receita de Venda Mensal a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, ao perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

“a\*” é o perfil do Agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF

“a” é o perfil de Agente de distribuição cotista

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de Agente “a” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

28.3. Caso o agente seja o Agente de Comercialização de Energia no Regime de Cotas (ACERC) o montante apurado para recebimento na liquidação financeira específica para o Regime de Cotas de Garantia Física é dado em função aos custos administrativos, financeiros e tributários:

$$VTL\_CCGF_{\alpha,m} = CAFT\_CCGF_m$$

Onde:

$VTL\_CCGF_{\alpha,m}$  é o Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do agente “ $\alpha$ ”, por mês de apuração “m”

$CAFT\_CCGF_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física, no mês de apuração “m”

“ $\alpha$ ” é Agente de Comercialização de Energia no Regime de Cotas (ACERC)

### **Cálculo do Rateio da Inadimplência**

O cálculo do rateio das eventuais inadimplências observadas no processo do Regime de Cotas de Garantia Física é realizado de acordo com o seguinte comando:

29. Caso o Agente de distribuição cotista não deposite integralmente os recursos financeiros, segundo o valor informado pela CCEE, o Banco Gestor efetuará transferência para o gerador até o limite das garantias constituídas pelo Agente de distribuição, conforme os respectivos Contratos de Constituição de Garantia de Pagamento, Via Vinculação de Receita – CCG e os Procedimentos de Comercialização correspondentes.
30. Caso os valores aportados pelo Agente de distribuição, considerando o descrito na linha de comando 29, não sejam suficientes para a cobertura dos seus compromissos financeiros, os demais geradores responderão pelos efeitos, na proporção de seus créditos líquidos em um mesmo mês de apuração.
31. De maneira a discretizar o efeito da inadimplência de uma Agente cotista por usina, o Percentual de Rateio de Inadimplência explicita a proporção da usina referente ao montante total associado ao cotista em um mês de apuração, e é expresso por:

$$P\_RAT\_I\_CCGF_{a,a^*,p,m} = \frac{\max(0, RVM_{a,a^*,p,m})}{\sum_p (\max(0, RVM_{a,a^*,p,m}))}$$

Onde:

$P\_RAT\_I\_CCGF_{a,p,m}$  é o Percentual do Rateio da Inadimplência relacionado aos CCGFs por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para cada perfil “a\*” de agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”

$RVM_{a,a^*,p,m}$  é a Receita de Venda Mensal a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, ao perfil “a\*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”

“a” é o perfil de Agente de distribuição do CCGF

### 3.1.2. Dados de Entrada da Liquidação Centralizada do CCGF

<b>Receita de Venda Mensal</b>		
<b><math>RVM_{a,a^*,p,m}</math></b>	<b>Descrição</b>	Receita de Venda Mensal a ser paga por perfil de agente de distribuição cotista “a”, ao perfil “a*” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”
	<b>Unidade</b>	R\$
	<b>Fornecedor</b>	Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear (Detalhamento das Etapas da Determinação da Receita de Venda)
	<b>Valores Possíveis</b>	Positivos ou Zero

<b>Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física da usina</b>		
<b>RFT_CCGF<sub>a,p,m</sub></b>	Descrição	Receita Fixa Total referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do Perfil “a” do agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear (Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE rateados entre as distribuidoras cotistas referente à gestão do CCGF</b>		
<b>CAFT_R_CCGF<sub>a,p,m</sub></b>	Descrição	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE rateados entre os geradores referente à gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física atribuídos ao Perfil “a” do Agente associado à parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear (Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE referente à gestão do CCGF</b>		
<b>CAFT_CCGF<sub>m</sub></b>	Descrição	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Garantia Física, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear (Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.1.3. Dados de Saída da Liquidação Centralizada do CCGF

Valor Total a Liquidar referente aos CCGFs		
VTL_CCGF <sub>α,m</sub>	Descrição	Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cota de Garantia Física do agente “α”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear (Apuração da Receita de Venda do Regime de Cotas de Garantia Física)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Percentual do Rateio da Inadimplência relacionado aos CCGFs		
P_RAT_I_CCGF <sub>a,a*,p,m</sub>	Descrição	Percentual do Rateio da Inadimplência relacionado aos CCGFs por perfil de agente de distribuição cotista “a”, para cada perfil “a*” de agente associado à parcela da usina comprometida com CCGF “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 4. Detalhamento das Etapas da Liquidação Centralizada do CCEN

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 4.1. Determinação da Liquidação Centralizada do CCEN

#### Objetivo:

Determinar os valores a liquidar dos agentes comprometidos no processo de liquidação financeira centralizada referente aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear - CCENs.

#### Contexto:

O cálculo do rateio de inadimplência, parte do processo de liquidação financeira centralizada da Comercialização de Energia Nuclear do CCEN, estabelece a participação de cada agente cotista em uma eventual inadimplência. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

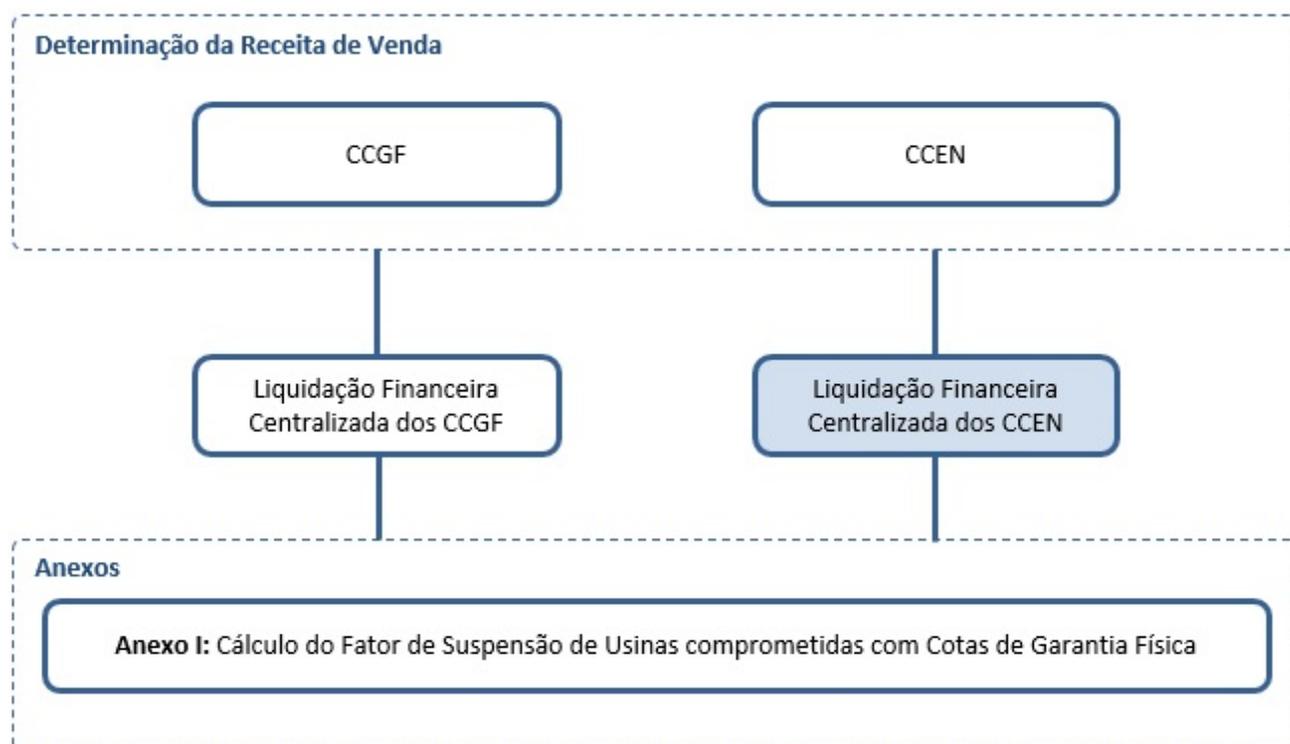


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear”

32. As expressões descritas na seção “Determinação da Liquidação Centralizada do CCEN” são aplicadas para todos agentes comprometidos com Contrato de Cotas de Energia Nuclear - CCEN.

#### 4.1.1. Detalhamento da Liquidação Centralizada do CCEN

##### Cálculo do Valor Total a Liquidar

33. O Valor Total a Liquidar consolida os montantes a pagar ou a receber de todos os perfis de agente associados ao agente principal, sendo este último o responsável pelo processo de liquidação financeira referente aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear. As expressões a seguir agrupam os resultados dos diferentes perfis de agentes em um único agente principal:
- 33.1. Caso o agente seja o responsável pelo **empreendimento de geração nuclear**, o montante apurado para recebimento na liquidação financeira específica para a Comercialização de Energia Nuclear é dado por:

$$VTL\_CCEN_{\alpha,m} = \left( \sum_{a \in A\alpha} RVT\_CCEN_{a,m} \right) - CAFT\_CCEN_m$$

Onde:

$VTL\_CCEN_{\alpha,m}$  é o Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear do agente “ $\alpha$ ”, por mês de apuração “ $m$ ”

$RVT\_CCEN_{a,m}$  é o Valor da Receita de Venda Total Mensal associada ao CCEN do perfil de agente gerador “ $a$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$CAFT\_CCEN_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, no mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente vendedor do Contrato de Cotas de Energia Nuclear

“ $A\alpha$ ” é o conjunto de perfis de Agente “a” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

33.2. Caso o agente seja o **distribuidor cotista**, o montante apurado para pagamento na liquidação financeira específica para a Comercialização de Energia Nuclear é dado por:

$$VTL\_CCEN_{\alpha,m} = (-1) * \left( \sum_{a \in A\alpha} RVM\_CCEN_{a,m} \right)$$

Onde:

$VTL\_CCEN_{\alpha,m}$  é a o Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear do agente “ $\alpha$ ”, por mês de apuração “m”

$RVM\_CCEN_{a,m}$  é a Receita de Venda Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente de distribuição cotista “a”, por mês de apuração “m”

“a” é o perfil de agente de distribuição cotista associado ao Contrato de Cotas de Energia Nuclear

33.3. Caso o agente seja o Agente de Comercialização de Energia no Regime de Cotas (ACERC), representando a CCEE, o montante apurado para recebimento na liquidação financeira específica para a Comercialização de Energia Nuclear é dado em função aos custos administrativos, financeiros e tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos CCENs:

$$VTL\_CCEN_{\alpha,m} = CAFT\_CCEN_m$$

Onde:

$VTL\_CCEN_{\alpha,m}$  é a o Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear do agente “ $\alpha$ ”, por mês de apuração “m”

$CAFT\_CCEN_m$  são os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, no mês de apuração “m”

### Cálculo do Rateio da Inadimplência

O cálculo do rateio das eventuais inadimplências observadas no processo do Regime de Cotas de Garantia Física é realizado de acordo com o seguinte comando:

34. Eventuais inadimplências da Receita de Venda de Angra I e II na Liquidação Financeira Centralizada do CCEN serão assumidas pelo gerador.

#### 4.1.2. Dados de Entrada da Liquidação Centralizada do CCEN

---

$RVT\_CCEN_{a,m}$

Receita de Venda Total Mensal associada ao CCEN

---

Descrição	Valor da Receita de Venda Total Mensal associada ao CCEN do perfil de agente gerador “a”, no mês de apuração “m”
Unidade	R\$
Fornecedor	Regime de Cotas de Garantia Física (Detalhamento das Etapas da Determinação da Receita de Venda)
Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Receita de Venda Mensal associada ao CCEN

RVM_CCEN <sub>a,m</sub>	Descrição	Receita de Venda Mensal associada ao CCEN, do perfil de agente de distribuição cotista “a”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Regime de Cotas de Garantia Física (Detalhamento das Etapas da Determinação da Receita de Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE referentes à gestão do CCEN

CAFT_CCEN <sub>m</sub>	Descrição	Custos Administrativos, Financeiros e Tributários incorridos pela CCEE com a gestão dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

#### 4.1.3. Dados de Saída da Liquidação Centralizada do CCEN

##### Valor Total a Liquidar associado ao CCEN

VTL_CCEN <sub>α,m</sub>	Descrição	Valor Total a Liquidar referente aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear do agente “α”, por mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 5. Anexos

### 5.1. ANEXO I – Cálculo do Fator de Suspensão de Usinas comprometidas com Cotas de Garantia Física.

#### Objetivo:

Apurar o fator de proporcionalidade, relacionado a unidades geradoras em status de suspensão, para usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia.

#### Contexto:

Para se calcular a redução no pagamento da parcela associada ao custo da Gestão dos Ativos de Geração ofertado no leilão e decorrentes de melhorias e ampliações é necessário determinar o percentual de suspensão da usina considerando suas unidades geradoras em suspensão.

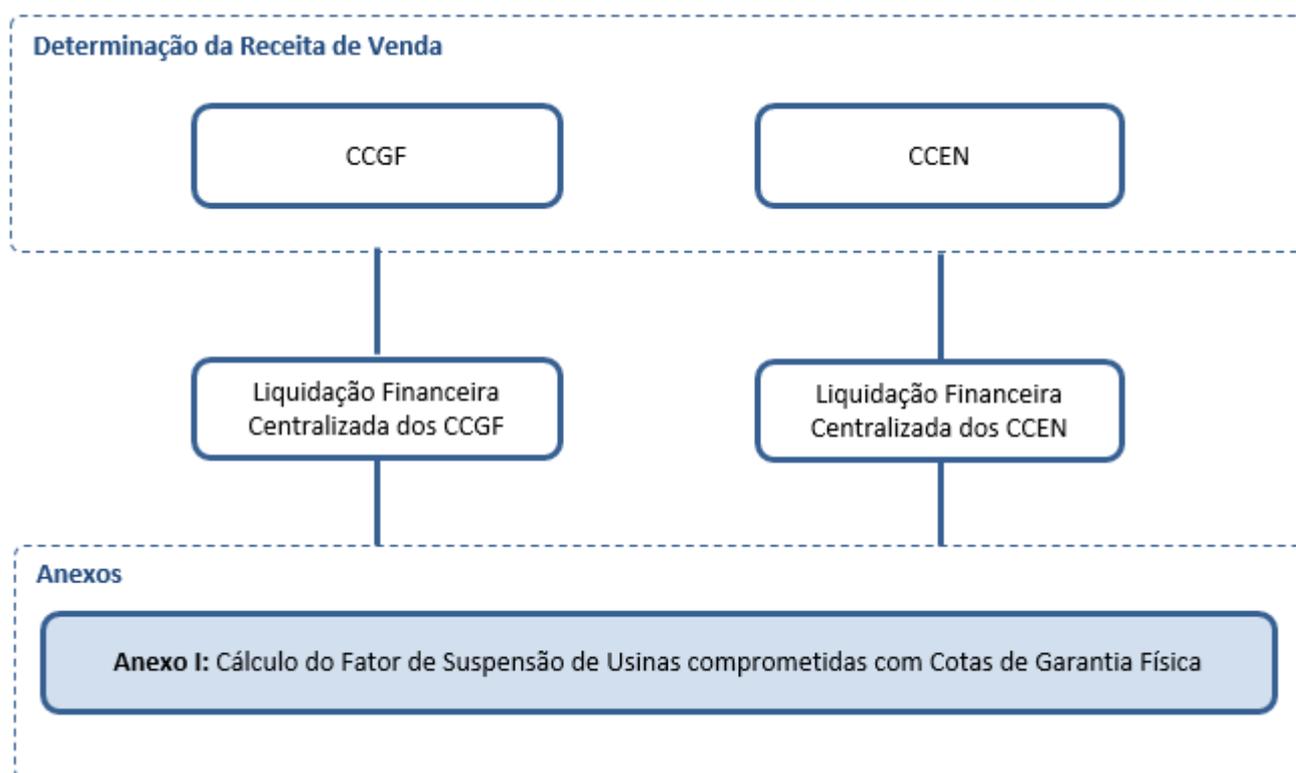


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Regime de Cotas de Garantia Física e Energia Nuclear

#### 5.1.1. Cálculo do Fator de Suspensão de Usinas comprometidas com Cotas de Garantia Física

O fator de Suspensão da usina é o indicador da garantia física ou capacidade da usina que se encontra suspensa por comando do regulador. Em situações nas quais existam unidades geradoras em suspensão. O fator de suspensão é apurado conforme as seguintes expressões:

35. O cálculo do Fator de Suspensão da usina é obtido pela relação entre: (a) a capacidade das unidades geradoras suspensas da usina e (b) a sua capacidade total associada a garantia física, conforme a seguinte expressão:

$$F\_SUSPENSA\_CCGF_{p,j} = \min\left(1; \frac{\sum_{i \in UGS} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}}\right)$$

Onde:

$F\_SUSPENSA\_CCGF_{p,j}$  é o Fator de Suspensão associado a contratação de cotas da parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i” das unidades geradoras associadas à parcela de usina “p” no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“UGS” é o conjunto de unidades geradoras suspensas da operação comercial da parcela de usinas “p”

### 5.1.2. Dados de Entrada do Cálculo do Fator de Suspensão de Usinas comprometidas com Cotas de Garantia Física

<b>Capacidade Instalada</b>		
<b>CAP<sub>i,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i”, de unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Capacidade Instalada Total Associada a Garantia Física</b>		
<b>CAP<sub>T</sub>_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade instalada total associada a Garantia Física da usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos

### 5.1.3. Dados de Saída do Cálculo do Fator de Suspensão de Usinas comprometidas com Cotas de Garantia Física

**Fator de Suspensão associado a contratação de cotas**

<b>F_SUSPENSA_CCGF<sub>p</sub></b> j	Descrição	Fator de Suspensão associado a contratação de cotas da parcela de usina comprometida com CCGF “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

---

## ANEXO XXV

### Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Versão 2021.2.0

#### 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes com usinas participantes do MRE e que optaram pela repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

A Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, estabelece que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

A ~~Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015~~, Em regulamentação específica estão os critérios de anuência e as condições para a repactuação do risco hidrológico, tanto para o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, como para o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

No ACR, a Resolução regulamentação específica estabelece como elegíveis ao processo de repactuação as usinas que detenham contratos de venda vinculados à usina para concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, limitada à garantia física da usina no centro de gravidade ou a quantidade de energia dos contratos de venda.

A Figura 1 apresenta a relação do módulo de “Repasse do Risco Hidrológico do ACR” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

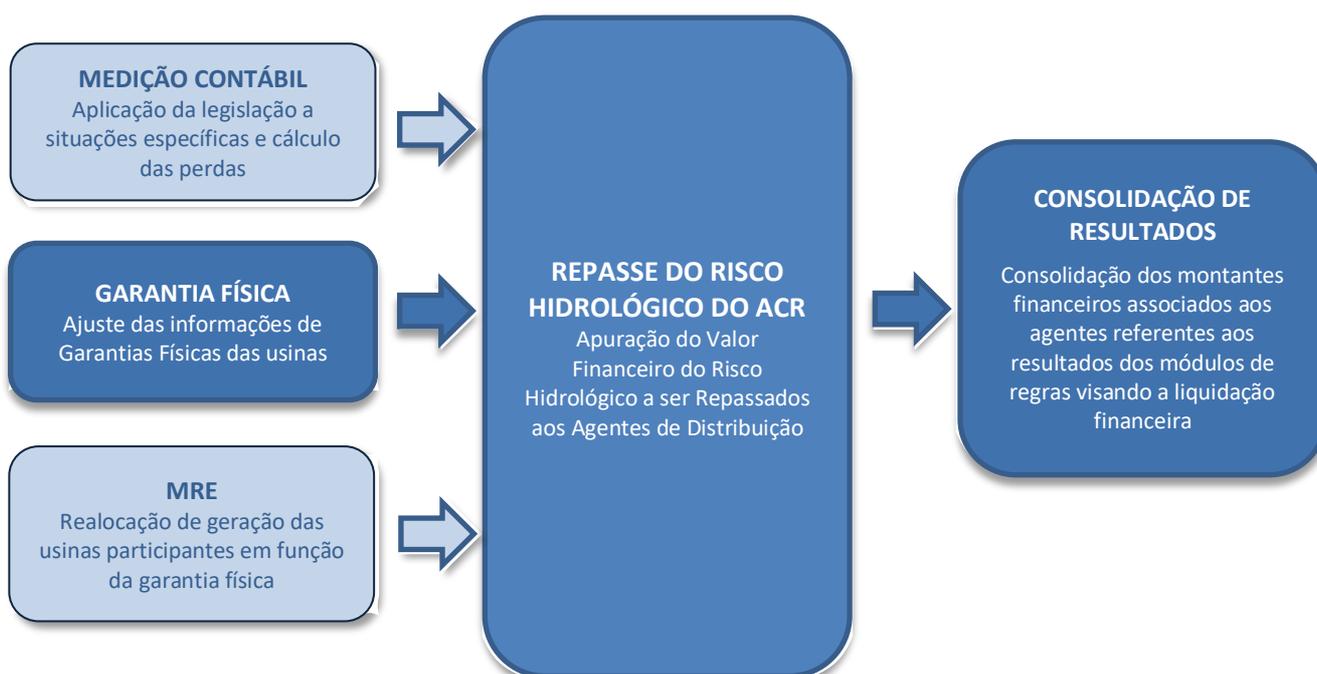


Figura 1: Relação do módulo “Repasse do Risco Hidrológico do ACR” com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Repasse do Risco Hidrológico do ACR”, esquematizado na Figura 2, apresenta as etapas de cálculos necessários para determinar o valor que será repassado pelas usinas participantes do MRE aos agentes de distribuição:

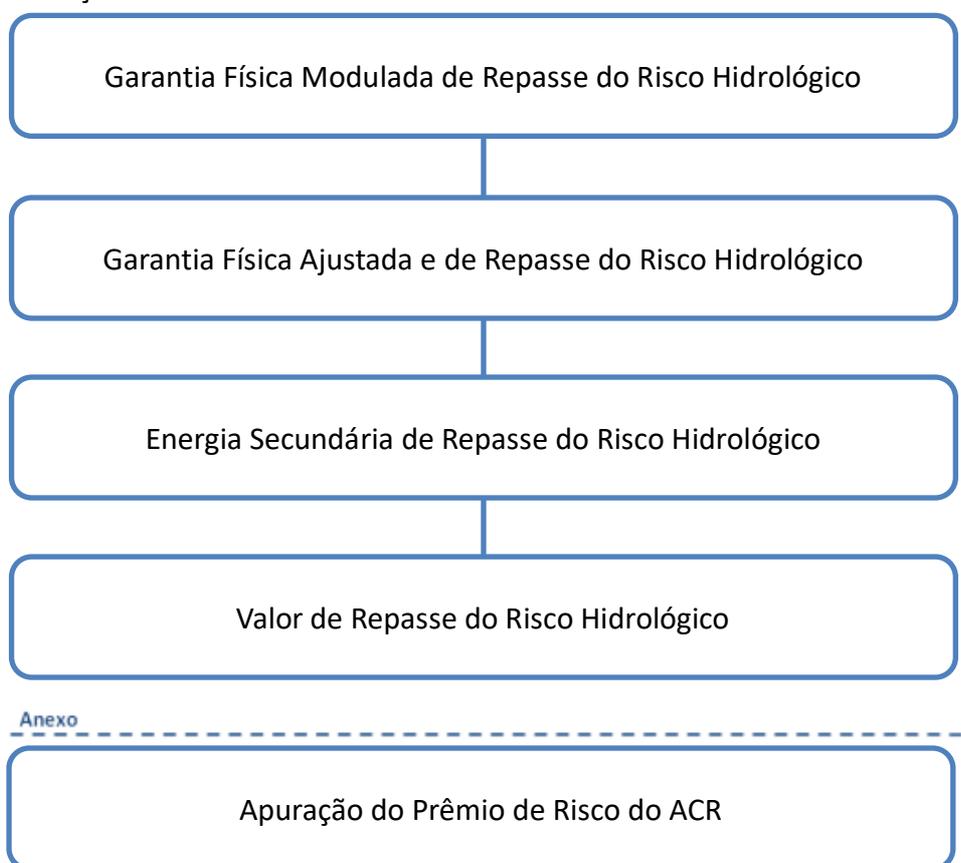


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Risco Hidrológico do ACR”

Observam-se, a seguir, as etapas do processo, que serão abordadas ao longo desse documento:

- **Garantia Física Modulada de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa calcula o valor da garantia física modulada e referenciada ao centro de gravidade que será utilizado na determinação do valor de risco hidrológico a ser repassado aos agentes de distribuição.
- **Garantia Física Ajustada e de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa determina o valor da garantia física ajustada a partir de avaliação da performance de geração das usinas do MRE para fins de determinação do valor de repasse do risco hidrológico.

- **Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa determina o valor da eventual energia secundária existente no sistema e que será considerada no cálculo do valor de repasse do risco hidrológico.
- **Valor de Repasse do Risco Hidrológico:** esta etapa determina o valor financeiro de cada usina do MRE que optou pelo repasse do risco hidrológico no ACR e que será repassado aos agentes de distribuição.
- **Anexo – Apuração do Prêmio de Risco do ACR:** este Anexo atualiza o prêmio de risco de cada parcela de usina que repactuou no ACR e determina, mensalmente, o valor do prêmio que deverá ser aportado, pelos proprietários das usinas, na Conta Bandeiras, como contrapartida pelo repasse do risco aos agentes de distribuição.

## 2. Detalhamento das Etapas do Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Repasse do Risco Hidrológico do ACR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

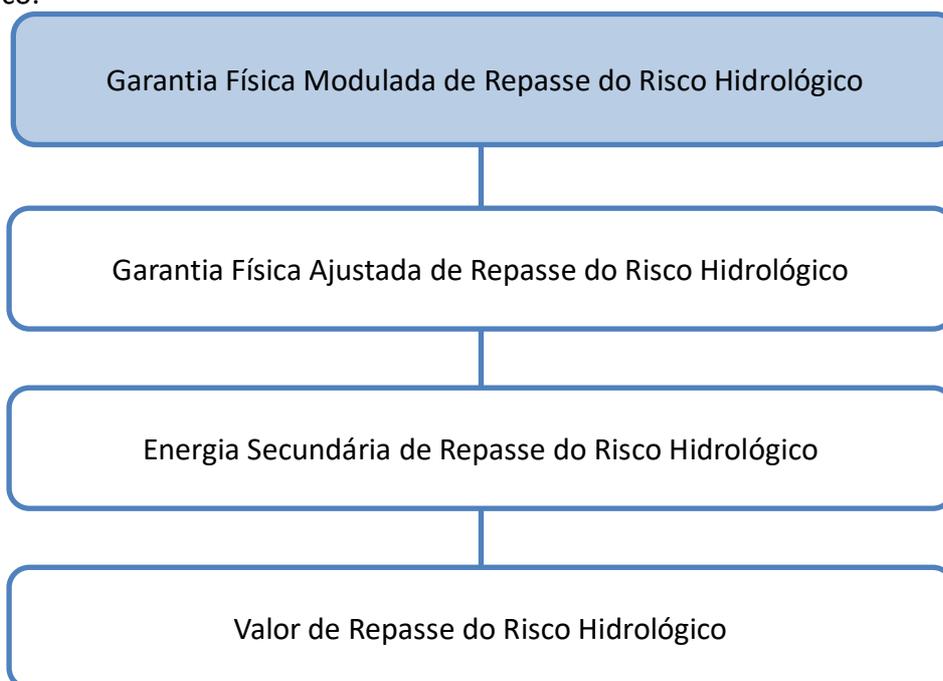
### 2.1. Modulação da Garantia Física para Repasse do Risco Hidrológico do ACR

#### Objetivo:

Determinar a Garantia Física Modulada para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR.

#### Contexto:

Na primeira etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 3, determina-se o valor de garantia física modulada e referido ao centro de gravidade para fins de cálculo do valor de repasse do risco hidrológico.



Apuração do Prêmio de Risco do ACR

Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Repasse do Risco Hidrológico do ACR”

### 2.1.1. Detalhamento da Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de determinação da modulação da garantia física do MRE para fins de cálculo do repasse do risco hidrológico do ACR é composto pelos seguintes comandos e expressões:

1. A Garantia Física Horária do MRE de Repasse do Risco Hidrológico é determinada pela garantia física sazonalizada de forma proporcional ao número de horas do mês (sazonalização *flat*), considerando um ajuste que reflete qual a parcela da usina se encontra efetivamente em operação comercial. Dessa forma:

$$MGFIS\_H\_RRH_{p,j} = GF_p * SPD_m * F\_COM\_GF_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$MGFIS\_H\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Horária do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“ $SPD_m$ ” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

$F\_COM\_GF_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

2. A garantia física em operação comercial sazonalizada de forma *flat* em um conjunto de períodos de comercialização até e a partir da entrada em operação comercial de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física, ou da entrada no MRE da usina, é determinada conforme a seguinte expressão:

$$MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m} = \sum_{j \in JPB} MGFIS\_H\_RRH_{p,j} * F\_PDI\_GF_{p,f-1}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação

comercial da parcela de usina “p”, no bloco “b”, limitado ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”

$MGFIS\_H\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Horária do MRE de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

CJPB corresponde ao conjunto de períodos de comercialização “j” até e a partir da entrada em operação comercial ou em suspensão de unidades geradoras, ou da revisão da garantia física da parcela da usina, ou da entrada no MRE da parcela de usina “p”, no bloco de períodos de comercialização “b” limitada ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

3. A Garantia Física do MRE de Repasse do Risco Hidrológico Modulada é determinada pela aplicação do Fator de Modulação do MRE sobre a garantia física equivalente de cada bloco, conforme a expressão a seguir:

$$GFIS\_1\_RRH_{p,j} = MGFIS\_B\_RRH_{p,b,m} * F\_MRE\_P_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS\_1\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$MGFIS\_B\_RH_{p,b,m}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico de um Bloco de períodos de comercialização proporcional às Unidades Geradoras em operação comercial da parcela de usina “p”, no bloco “b”, limitado ao intervalo de contabilização no mês de apuração “m”

$F\_MRE\_P_{p,j}$  é o Fator Ponderado de Modulação do MRE para a parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

4. A Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada, utilizada no ajuste da garantia física em função da performance de geração das usinas participantes do MRE, é obtida pela seguinte expressão:

$$GFIS\_2\_RRH_{p,j} = (GFIS\_1\_RRH_{p,j} * UXP\_GLF_{p,j} * F\_DISP_{p,m})$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE, por período de comercialização “j”

$GFIS\_1\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_DISP_{p,m}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### 2.1.2. Dados de Entrada do Processo de Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Garantia Física</b>		
<b><math>GF_p</math></b>	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Operação Comercial Associado à Garantia Física</b>		
<b><math>F\_COM\_GF_{p,j}</math></b>	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p”, em relação à sua capacidade total associada à Garantia Física no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo IV - Cálculo do Fator de Operação Comercial e do Fator de Suspensão da Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b><math>F\_PDI\_GF_{p,f-1}</math></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator Ponderado de Modulação do MRE</b>		
<b><math>F\_MRE\_P_{p,j}</math></b>	Descrição	Relação ponderada entre a Geração Total das usinas integrantes do MRE para a parcela de usina

		“p”, por período de comercialização “j”, e a geração total dessas usinas no bloco de horas “b”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Garantia Física (Detalhamento do processo de Determinação dos Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>	
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Fator de Disponibilidade</b>	
<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Módulo de Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”</b>	
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1
<hr/>		

### 2.1.3. Dados de Saída do Processo de Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b>	
<b>GFIS_2_RRH<sub>p,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b> MWh</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos ou Zero</p>

### 2.2. Ajuste da Garantia Física para Repasse do Risco Hidrológico do ACR

#### **Objetivo:**

Determinar o valor de garantia física ajustada que será utilizada na determinação do risco hidrológico.

#### **Contexto:**

Nesta etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 4, realiza-se o ajuste da garantia física a partir da avaliação da performance de geração das usinas participantes do MRE:

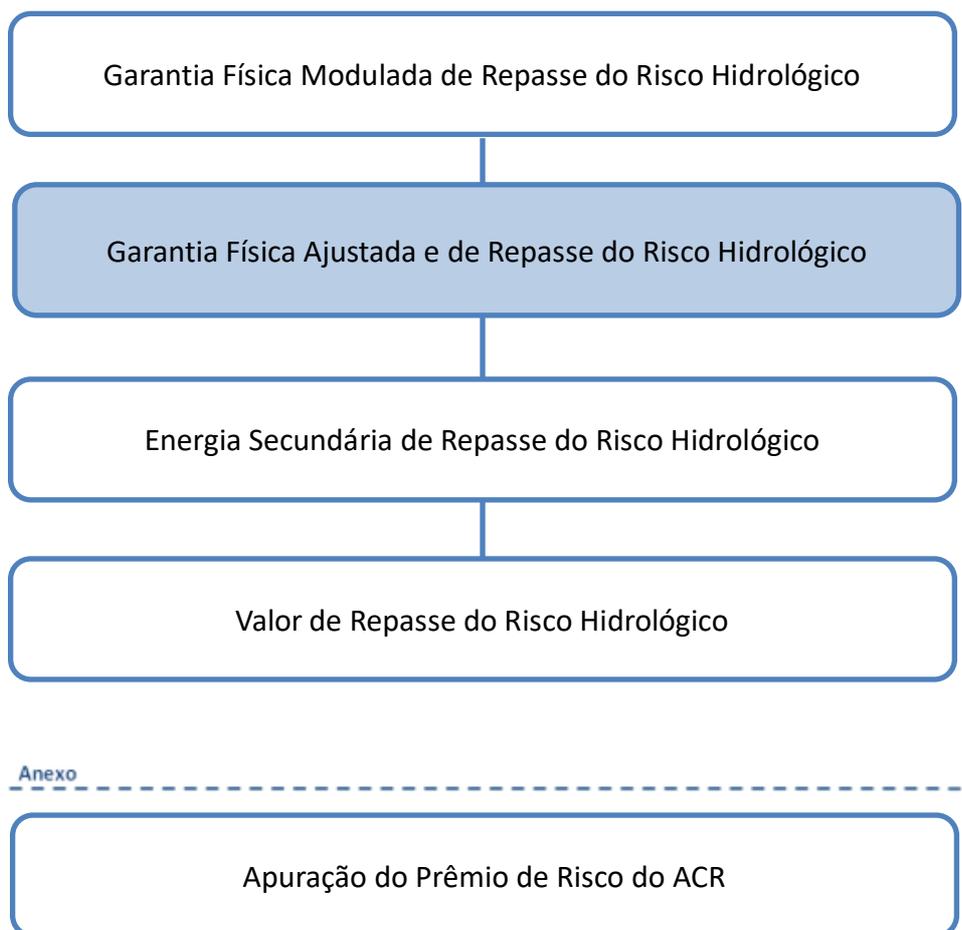


Figura 4: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Repasse do Risco Hidrológico do ACR”

### 2.2.1. Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de cálculo relativo ao ajuste da garantia física para fins de repasse do risco hidrológico é composto pelos seguintes comandos e expressões:

5. A Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, definida por período de comercialização, corresponde à garantia física de repasse do risco hidrológico de todas as usinas participantes do MRE, conforme expressão a seguir:

$$GFIS\_RRH_j = \sum_{p \in PMRE} GFIS\_2\_RRH_{p,j}$$

Onde:

$GFIS\_RRH_j$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p”, participantes do MRE

6. O Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Sendo calculado por período de comercialização, o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico sinaliza a existência de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico no período em que é apurado, caso o valor seja superior a um. Do contrário, essa relação resulta no fator de ajuste que deve ser aplicado à garantia física das usinas do MRE para possibilitar a cobertura de geração desses empreendimentos. O Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico é dado pela expressão:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j = \frac{GMRE_j}{GFIS\_RRH_j}$$

Onde:

$AJUSTE\_MRE\_RRH_j$  é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_RRH_j$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

7. A aplicação do Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico permite adequar o valor de garantia física do MRE ao total de geração das usinas do MRE. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

Então:

$$GFIS\_3\_RRH_{p,j} = GFIS\_2\_RRH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

Caso contrário:

$$GFIS\_3\_RRH_{p,j} = GFIS\_2\_RRH_{p,j} * AJUSTE\_MRE\_RRH_j$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

$AJUSTE\_MRE\_RRH_j$  é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

$GFIS\_3\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$GFIS\_2\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

### 2.2.2. Dados de Entrada do Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b>		
<b>GFIS_2_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Modulação da Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Total das Usinas do MRE</b>		
<b>GMRE<sub>j</sub></b>	Descrição	Produção total de energia pelas parcelas de usinas “p” integrantes do MRE no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída do Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>AJUSTE_MRE_RRH<sub>j</sub></b>	Descrição	Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE calculado por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>GFIS_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Modulada e Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>GFIS_3_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Modulada e Ajustada para fins de cálculo do Repasse Referente à Repactuação do Risco Hidrológico da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

#### Objetivo:

Determinar o valor da eventual energia secundária a ser considerada na determinação do repasse do risco hidrológico.

#### Contexto:

Nesta etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 5, realiza-se o cálculo da energia secundária que será utilizada na determinação do valor de repasse do risco hidrológico do ACR:

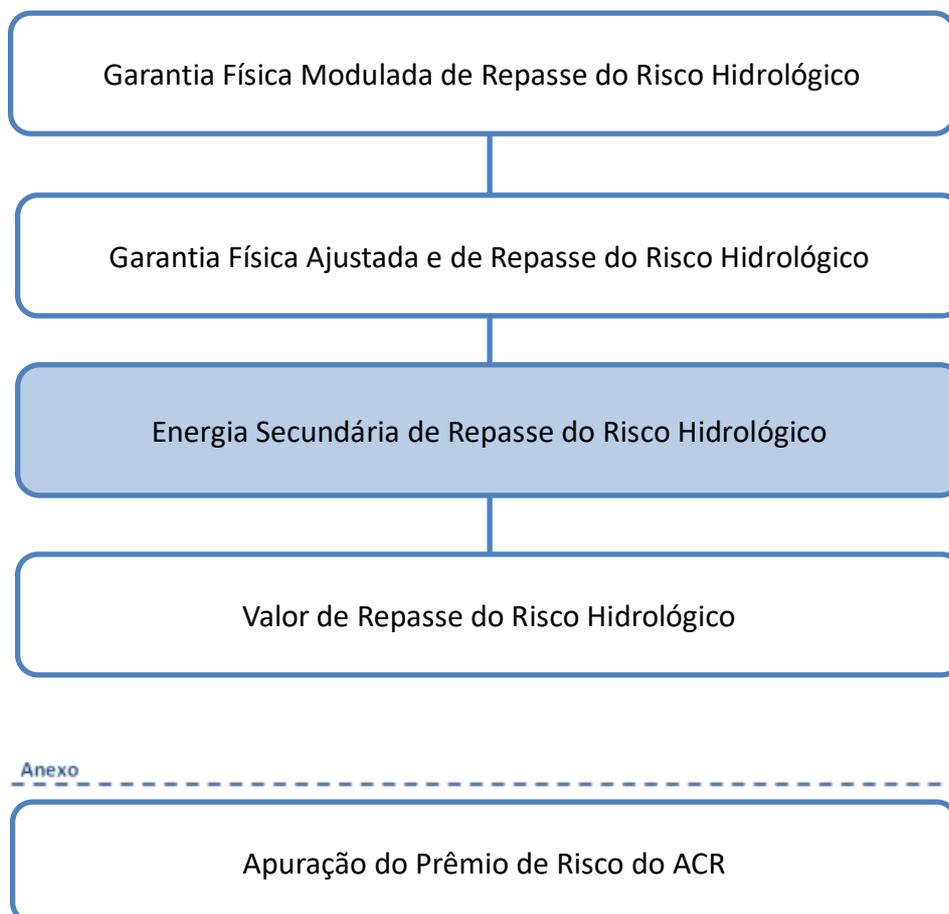


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Repasse do Risco Hidrológico”

### 2.3.1. Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de cálculo da energia secundária de repasse do risco hidrológico é composto pelos seguintes comandos e expressões:

8. A existência de Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico em um período de comercialização é comprovada quando o valor do Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico no período é superior a um. Seu valor equivale à diferença entre a Geração Total Agregada do MRE e a Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico, em uma mesmo período de comercialização. Portanto:

*Se:*

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

*Então:*

$$SEC\_RRH_j = GMRE_j - GFIS\_RRH_j$$

*Caso Contrário*

$$SEC\_RRH_j = 0$$

Onde:

$AJUSTE\_MRE\_RRH_j$  é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

$SEC\_RRH_j$  é a Energia Secundária para fins de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

$GMRE_j$  é a Geração Total das Usinas Participantes do MRE no período de comercialização “j”

$GFIS\_RRH_j$  é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

9. O Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico de cada usina participante do MRE é estabelecido para períodos em que há energia secundária para alocação. O valor de tal direito é definido na proporção da garantia física de repasse do risco hidrológico da usina em relação à garantia física de repasse do risco hidrológico do sistema, conforme apresentado na expressão:

*Se:*

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

*Então:*

$$DSEC\_P\_RRH_{p,j} = SEC\_RRH_j * \frac{GFIS\_3\_RRH_{p,j}}{GFIS\_RRH_j}$$

$$\forall p \in PMRE$$

*Caso Contrário:*

$$DSEC\_P\_RRH_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

SEC\_RRH<sub>j</sub> é a Energia Secundária para fins de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

GFIS\_RRH<sub>j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

10. A Sobra de Geração do MRE para Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado corresponde ao excesso de geração das usinas do MRE em relação à garantia física ajustada de repasse do risco hidrológico. Portanto:

$$SOBRA\_MRE\_S\_RRH_{s,j} = \max \left[ 0, \left( \left( \sum_{p \in s} G_{p,j} \right) - \sum_{p \in s} GFIS\_3\_RRH_{p,j} \right) \right]$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

SOBRA\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Sobra de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado “s” por período de comercialização “j”

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

11. O Déficit de Geração do MRE para Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado corresponde ao excesso de garantia física ajustada de repasse do risco hidrológico em relação à geração das usinas do MRE. Portanto:

$$DEFICIT\_MRE\_S\_RRH_{s,j} = \max \left[ 0, \left( \sum_{p \in s} GFIS\_3\_RH_{p,j} - \left( \sum_{p \in s} G_{p,j} \right) \right) \right]$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

DEFICIT\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é o Déficit de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado “s” por período de comercialização “j”

G<sub>p,j</sub> é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

GFIS\_3\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física Modulada Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

12. A Contribuição de cada Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema corresponde à parcela excedente de geração das usinas do MRE do submercado que é destinada ao atendimento da energia secundária do Sistema. Portanto:

Se:

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j > 1$$

Então:

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} = SOBRA\_MRE\_S\_RRH_{s,j} * \left( 1 - \frac{\sum_s DEFICIT\_MRE\_S\_RRH_{s,j}}{\sum_s SOBRA\_MRE\_S\_RRH_{s,j}} \right)$$

Caso Contrário

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} = 0$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema no submercado “s” por período de comercialização “j”

SOBRA\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Sobra de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado “s” por período de comercialização “j”

DEFICIT\_MRE\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é o Déficit de Geração do MRE de Repasse do Risco Hidrológico em um Submercado calculado para o submercado “s” por período de comercialização “j”

SEC\_RRH<sub>j</sub> é a Energia Secundária para fins de Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

13. Caso o Sistema não conte com energia secundária em uma determinada por período de comercialização, a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico será nula. Dessa forma:

Se

$$AJUSTE\_MRE\_RRH_j \leq 1$$

Então:

$$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j} = 0$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, em seu submercado por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

14. Caso a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema seja igual ou superior ao Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico das usinas do MRE naquele mesmo submercado, então todo o direito à energia secundária de risco hidrológico de cada usina do submercado será atendido pela disponibilidade daquele submercado. Caso a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária do Sistema de Repasse do Risco Hidrológico no qual a usina está localizada não seja suficiente para atender integralmente o Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico das usinas do submercado, então cada parcela de usina terá seu direito parcialmente atendida, na proporção do Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico da usina em relação ao Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico do submercado, expresso pelo seguinte:

Se:

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} > \sum_{\substack{p \in s \\ p \in PMRE}} DSEC\_P\_RRH_{p,j}$$

Então:

$$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j} = DSEC\_P\_RRH_{p,j}$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE$$

Caso Contrário

$$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j} = SEC\_S\_RRH_{s,j} * \left( \frac{DSEC\_P\_RRH_{p,j}}{\sum_{\substack{p \in s \\ p \in PMRE}} DSEC\_P\_RRH_{p,j}} \right)$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

AJUSTE\_MRE\_RRH<sub>j</sub> é o Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, em seu submercado por período de comercialização “j”

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema no submercado “s” por período de comercialização “j”

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

15. O eventual Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de um Submercado ocorre quando a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema seja superior ao Direito à Energia Secundária de Risco Hidrológico das usinas daquele mesmo submercado, expresso pelo seguinte:

$$EXCED\_SEC\_RRH_{s,j} = \max \left( 0, \left( SEC\_S\_RRH_{s,j} - \sum_{\substack{p \in s \\ p \in PMRE}} DSEC\_P\_RRH_{p,j} \right) \right)$$

Onde:

EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é o Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do submercado “s” por período de comercialização “j”

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária do Sistema de Repasse do Risco Hidrológico no submercado “s” por período de comercialização “j”

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

16. O Total de Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de todos os Submercados é expresso pelo seguinte:

$$T\_EXCED\_SEC\_RRH_j = \sum_s EXCED\_SEC\_RRH_{s,j}$$

Onde:

T\_EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é o Total de Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de todos os Submercados por período de comercialização “j”

EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é a Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do submercado “s” por período de comercialização “j”

17. Caso a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para o Sistema no submercado em que a usina está localizada não seja suficiente para atender integralmente o Direito à Energia Secundária da usina, então o

atendimento da usina será complementado em outros submercados, de modo proporcional ao período de comercialização correspondente, dado pela seguinte expressão:

se:

$$SEC\_S\_RRH_{s,j} < \sum_{\substack{p \in s \\ p \in PMRE}} DSEC\_P\_RRH_{p,j}$$

Então:

$$COBSEC\_P\_RRH_{p,s*,j} = (DSEC\_P\_RRH_{p,j} - COBSEC\_PS\_RRH_{p,j}) * \left( \frac{EXCED\_SEC\_RRH_{s*,j}}{T\_EXCED\_SEC\_RRH_j} \right)$$

Caso Contrário:

$$COBSEC\_P\_RRH_{p,s*,j} = 0$$

$$p \in s$$

$$p \notin s^*$$

$$\forall p \in PMRE$$

Onde:

SEC\_S\_RRH<sub>s,j</sub> é a Contribuição do Submercado no Atendimento da Energia Secundária do Sistema de Repasse do Risco Hidrológico no submercado “s”

DSEC\_P\_RRH<sub>p,j</sub> é o Direito à Energia Secundária para Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina “p”, participante do MRE

COBSEC\_P\_RRH<sub>p,s,j</sub> é a Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s” por período de comercialização “j”

COBSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, em seu submercado por período de comercialização “j”

EXCED\_SEC\_RRH<sub>s,j</sub> é o Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do submercado “s” por período de comercialização “j”

T\_EXCED\_SEC\_RRH<sub>s</sub> é o Total de Excedente de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico de todos os Submercados por período de comercialização “j”

“PMRE” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE

“s\*” representa o submercado de origem da energia, neste caso, onde a parcela de usina “p” não está localizada

### 2.3.2. Dados de Entrada do Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Ajuste do MRE para Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>AJUSTE_MRE_RRH<sub>j</sub></b>	Descrição	Representa a relação entre a Geração Total Agregada e a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, ambas referentes ao MRE. Calculado por período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Total das Usinas do MRE</b>		
<b>GMRE<sub>j</sub></b>	Descrição	Produção total de energia pelas parcelas de usinas “p” integrantes do MRE no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Fatores de Modulação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>GFIS_RRH<sub>j</sub></b>	Descrição	Garantia Física para fins de cálculo do Repasse do Risco Hidrológico por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física Modulada e Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>GFIS_3_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Modulada e Ajustada para fins de cálculo do Repasse Referente à Repactuação do Risco Hidrológico da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Final da Usina</b>		
<b><math>G_{p,j}</math></b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “p”, ajustada por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída do Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

<b>Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b><math>COBSEC\_PS\_RRH_{p,j}</math></b>	Descrição	Quantidade Alocada de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, em seu submercado por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b><math>COBSEC\_P\_RRH_{p,s*,j}</math></b>	Descrição	Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## 2.4. Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

### Objetivo:

Determinar o valor de repasse do risco hidrológico de uma usina participante do MRE e cujo proprietário optou pelo repasse desse risco para os agentes de distribuição

### Contexto:

Nesta etapa do presente módulo, conforme ilustrado na Figura 6, realiza-se o o cálculo do valor do risco hidrológico do ACR de uma parcela de usina que será repassado aos agentes de distribuição:

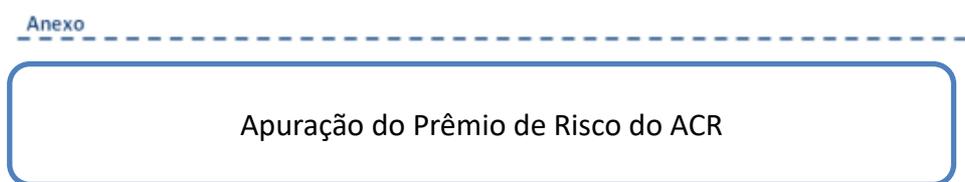


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Repasse do Risco Hidrológico”

#### 2.4.1. Detalhamento do cálculo do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

O processo de cálculo do valor de repasse do risco hidrológico do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram pelo repasse do risco hidrológico no ACR, é determinado pelos seguintes comandos e expressões:

18. O Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram por transferir esse risco para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$VRRH\_ACR_{p,m} = \min\left(1, \frac{MONT\_CVR_{p,m}}{QM\_GF\_RRH_{p,m}}\right) * \sum_{j \in m} (VRH_{p,j} - SEC\_RH_{p,j})$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$VRRH\_ACR_{p,m}$  é o Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

$VRH_{p,j}$  é o Valor do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$SEC\_RH_{p,j}$  é o Valor de Energia Secundária do ACR da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.1. O Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram em transferir o risco hidrológico para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$MONT\_CVR_{p,m} = \sum_{j \in m} (MONT\_RRH\_ACR_{p,j} * SPD_m)$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$MONT\_CVR_{p,m}$  é o Montante de Contratos do Ambiente Regulado de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$MONT\_RRH\_ACR_{p,j}$  é o Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“ $SPD_m$ ” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

### Importante:

Esse cálculo deve ser realizado somente para os períodos de comercialização do mês em que houver vigência do repasse do risco hidrológico. Por exemplo, caso a adesão da usina ao repasse do risco hidrológico, ou o término do compromisso de repasse, termine durante um determinado mês, devem ser consideradas somente os períodos de comercialização em que o termo de repasse estivesse vigente.

18.2. A Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico corresponde ao montante de garantia física da usina no centro de gravidade do sistema, sendo determinada para cada parcela de usina que optou pelo repasse do risco hidrológico no ACR a partir da seguinte expressão:

$$QM\_GF\_RRH_{p,m} = \sum_{j \in m} (GF_p * SPD_m * UXP\_GLF_{p,j}) * F\_PDI\_GF_{p,f-1}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$QM\_GF\_RRH_{p,m}$  é a Quantidade de Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico, no centro de gravidade do sistema, da parcela da usina “p”, no mês de apuração “m”

$GF_p$  é Garantia Física definida em ato regulatório da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“SPD<sub>m</sub>” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à usina “p”, por período de comercialização “j”

$F\_PDI\_GF_{p,f-1}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração anterior “f-1”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.3. O Valor do Risco Hidrológico do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram em transferir o risco hidrológico para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$VRH_{p,j} = \max \left( 0; \left( MRRH_{p,j} - GFIS\_3\_RRH_{p,j} \right) \right) * PLD_{s,j}$$

$$p \in s$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$VRH_{p,j}$  é o Valor do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$MRRH_{p,j}$  é o Montante de energia de Repasse de Risco Hidrológico aceito pelo gerador por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$GFIS\_3\_RRH_{p,j}$  é a Garantia Física Ponderada, Modulada e Ajustada de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s” por período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.3.1. O cálculo do Montante de Risco hidrológico aceito pelo agente gerador para repasse de risco aos agentes distribuidores é dado por:

$$MRRH_{p,j} = (1 - F_{p,j}) * GFIS\_2\_RRH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$MRRH_{p,j}$  é o Montante de energia de Repasse de Risco Hidrológico aceito pelo gerador por parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$F_{p,j}$  é o Fator de Risco hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

GFIS\_2\_RRH<sub>p,j</sub> é a Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada da parcela de usina “p”, participante do MRE por período de comercialização “j”

**Importante:**

Os cálculos referentes as linhas de comando 18.3 e 18.3.1 devem ser realizados somente para os períodos de comercialização do mês em que existir vigência do repasse do risco hidrológico. Por exemplo, caso a adesão da usina ao repasse do risco hidrológico ou o compromisso de repasse termine durante um determinado mês, devem ser consideradas somente os períodos de comercialização em que o termo de repasse estivesse vigente.

18.4. O Valor de Energia Secundária do ACR de uma usina participante do MRE, cujos proprietários optaram em transferir o risco hidrológico para os agentes de distribuição, é determinado pela seguinte expressão:

$$SEC\_RH_{p,j} = QSEC\_PS\_RRH_{p,j} * PLD_{s,j} + \sum_s (QSEC\_OS\_RRH_{p,s*,j} * PLD_{s*,j})$$

$$p \in s$$

$$p \notin s^*$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

SEC\_RH<sub>p,j</sub> é o Valor de Energia Secundária do ACR da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

QSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a quantidade alocada do próprio submercado de energia secundária de acordo com a Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina “p”, em seu submercado por período de comercialização “j”

QSEC\_OS\_RRH<sub>p,s\*,j</sub> é a quantidade alocada de outros submercados de energia secundária de acordo com a classe de Produto de Repasse de Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s” por período de comercialização “j”

PLD<sub>s,j</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s” por período de comercialização “j”

18.4.1. A Quantidade de energia alocada do Próprio submercado, de acordo com o produto de repasse do Risco Hidrológico é dada pela seguinte expressão:

$$QSEC\_PS\_RRH_{p,j} = C_{p,j} * COBSEC\_PS\_RRH_{p,j}$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

QSEC\_PS\_RRH<sub>p,j</sub> é a quantidade alocada do próprio submercado de energia secundária de acordo com a Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico, por parcela de usina “p”, em seu submercado, por período de comercialização “j”

$C_{p,j}$  é Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$COBSEC\_PS\_RRH_{p,j}$  é a Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, em seu submercado, por período de comercialização “j”

$PLD_{s,j}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

18.4.2. A Quantidade de energia secundária proveniente de outros submercados, é dada pela seguinte equação:

$$QSEC\_OS\_RRH_{p,s*,j} = C_{p,j} * COBSEC\_P\_RRH_{p,s*,j}$$

$$p \notin s *$$

$$\forall p \in PMRE\_RRH\_ACR$$

Onde:

$QSEC\_OS\_RRH_{p,s*,j}$  é a quantidade alocada de outros submercados de energia secundária de acordo com a classe de Produto de Repasse de Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

$C_{p,j}$  é Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$COBSEC\_P\_RRH_{p,s,j}$  é a Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”

“PMRE\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” participantes do MRE e cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

### **Importante:**

Os cálculos referentes as linhas de comando 18.4, 18.4.1 e 18.4.2 devem ser realizados somente para os períodos de comercialização do mês em que existir vigência do repasse do risco hidrológico. Por exemplo, caso a adesão da usina ao repasse do risco hidrológico ou o compromisso de repasse termine durante um determinado mês, devem ser consideradas somente os períodos de comercialização em que o termo de repasse estivesse vigente.

## **2.4.2. Dados de Entrada do Detalhamento do cálculo do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR**

	<b>Garantia Física</b>	
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida em ato regulatório
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	MME/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Fator de Rateio de Perdas de Geração por Usina</b>	
<b>UXP_GLF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica estabelecido por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o valor de UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas</b>	
<b>F_PDI_GF<sub>p,f-1</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Anexo II - Cálculo das Perdas Internas de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Montante de Repasse do Risco Hidrológico do ACR</b>	
<b>MONT_RRH_ACR<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>F<sub>p,j</sub></b>	<b>Fator de Risco Hidrológico</b>	

	<p><b>Descrição</b></p> <p>Fator de Risco Hidrológico aceito pelo gerador, variando entre zero e 11%, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>n.a</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>ANEEL</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b></p>
<b>GFIS_2_RRH<sub>p,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Garantia Física, para cálculo do repasse do risco hidrológico, modulada e ajustada, em função das perdas internas e indisponibilidade da usina e das perdas da rede básica, da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento da Modulação da Garantia Física para fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Garantia Física de Repasse do Risco Hidrológico Modulada e Ajustada</b></p>
<b>GFIS_3_RRH<sub>p,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Garantia Física Modulada e Ajustada para fins de cálculo do Repasse Referente à Repactuação do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do Ajuste da Garantia Física para Fins de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos ou Zero</p>
	<p><b>Preço de Liquidação das Diferenças</b></p>
<b>PLD<sub>s,j</sub></b>	<p><b>Descrição</b></p> <p>Preço pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo. Definido por submercado “s”, por período de comercialização “j”</p> <p><b>Unidade</b></p> <p>R\$/MWh</p> <p><b>Fornecedor</b></p> <p>Anexo: Formação do Preço de Liquidação das Diferenças</p> <p><b>Valores Possíveis</b></p> <p>Positivos</p>

<b>Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>C<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Classe do Produto de Repasse do Risco Hidrológico da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou zero

<b>Quantidade Alocada do Próprio Submercado de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>COBSEC_PS_RRH<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico</b>		
<b>COBSEC_P_RRH<sub>p,s*,j</sub></b>	Descrição	Quantidade Alocada de Outros Submercados de Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico para a parcela de usina “p”, por submercado “s” por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Repasse do Risco Hidrológico do ACR (Detalhamento do cálculo da Energia Secundária de Repasse do Risco Hidrológico do ACR)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”</b>		
<b>SPD<sub>m</sub></b>	Descrição	Duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”
	Unidade	Hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	0,5 ou 1

### 2.4.3. Dados de Saída do Detalhamento do cálculo do Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR

Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR	
VRRH_ACR <sub>p,m</sub>	Valor de Repasse do Risco Hidrológico do ACR da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade RS
	Valores Possíveis Positivos, Negativos ou Zero

## 3. Anexos

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Repasse do Risco Hidrológico do ACR”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

### 3.1. ANEXO I – Apuração do Prêmio de Risco do ACR

#### Objetivo:

O objetivo deste anexo é determinar o valor do prêmio a ser recolhido à Conta Bandeiras pelos proprietários das usinas que optaram pelo repasse do risco hidrológico do ACR.

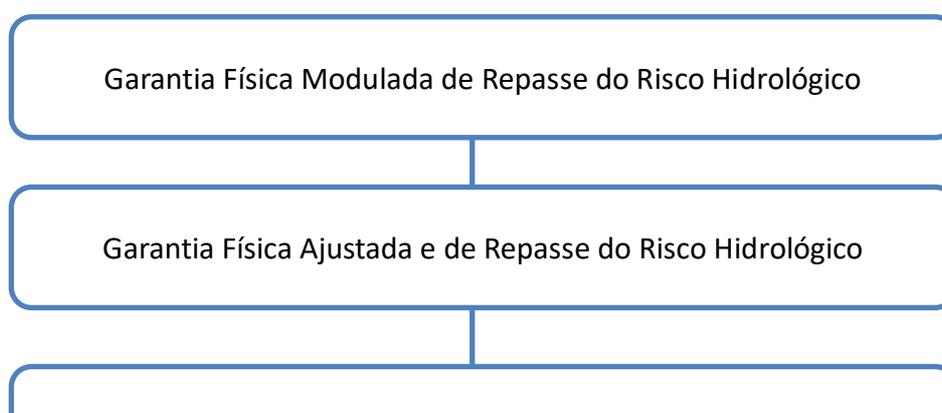
#### Contexto:

A Medida Provisória 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, estabelece que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, mediante contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

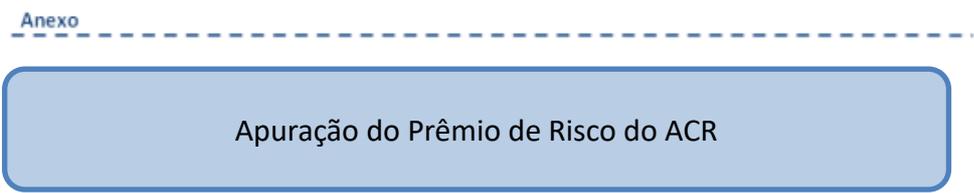
~~A Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, regulamenta a forma de repactuação do risco hidrológico, tanto para o Ambiente de Contratação Regulada – ACR, como para o Ambiente de Contratação Livre – ACL.~~

Em relação ao ACR foi estabelecido, como contrapartida, o recolhimento de prêmio por parte dos agentes proprietários de usinas hidrelétricas à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT até o primeiro dia útil do mês subsequente ao mês de competência.

O valor de prêmio de risco unitário depende da classe de produto escolhida pelo agente, ~~sendo o valor referido à data base de janeiro de 2015 estabelecido em anexo da Resolução nº 684.~~ A regulamentação específica Resolução também estabelece que o valor de prêmio de risco unitário deve ser reajustado anualmente, ~~a partir de janeiro de 2016,~~ pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA na vigência da repactuação. A Figura 7 relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:



Anexo



Apuração do Prêmio de Risco do ACR

Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Repasse do Risco Hidrológico do ACR”

### 3.1.1. Cálculo do Prêmio de Risco do ACR

19. A atualização do Prêmio de Risco do ACR é efetuada no mês de janeiro de cada ano para todas as usinas cujos proprietários optaram por repactuar o risco hidrológico.
20. Já o cálculo do prêmio efetivo a ser aportado pelos agentes que aderiram a repactuação do risco hidrológico do ACR na Conta Bandeiras é realizado mensalmente.
21. O Prêmio de Risco do ACR, a ser recolhido mensalmente pelo agente proprietário de uma usina participante do MRE à Conta Bandeiras, é determinado pela seguinte expressão:

$$PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m} = \sum_{j \in m} (MONT\_RRH\_ACR_{P_{p,j}} * SPD_m) * PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m}$$

$$\forall p \in P\_RRH\_ACR$$

Onde:

$PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m}$  é o Prêmio de Risco do ACR a ser recolhido à Conta Bandeiras pelo proprietário da parcela de usina “p”, no mês “m”

$MONT\_RRH\_ACR_{P_{p,j}}$  é o Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR Vinculado ao Prêmio de Risco, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m}$  é o Prêmio de Risco Unitário Atualizado da parcela de usina “p” no mês “m”

“ $SPD_m$ ” duração de um período de comercialização em horas, no mês de apuração “m”

“P\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

**Importante:**

A quantidade de períodos de comercialização do mês está atrelada a vigência do montante de repasse do risco. Assim, caso o repasse tenha início ou término durante um determinado mês, devem ser consideradas os períodos de comercialização no mês.

21.1. O Prêmio de Risco Atualizado corresponde ao valor atualizado do prêmio de risco unitário estabelecido no termo de repactuação do risco hidrológico assinado pelos proprietários da usina quando da adesão ao processo de repactuação. A atualização do prêmio é obtida a partir da aplicação das seguintes equações:

*Se o mês de apuração for igual a janeiro:*

$$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m} = PREMIO\_UNIT_{p,m} * \frac{NIPCA_{m-1}}{NIPCA_{mp-1}}$$

*Caso contrário:*

$$PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,m} = PREMIO\_UNIT\_ATU_{p,muat}$$

$$\forall p \in P\_RRH\_ACR$$

Onde:

PREMIO\_UNIT\_ATU<sub>p,m</sub> é o Prêmio de Risco Unitário Atualizado da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

PREMIO\_UNIT<sub>p,m</sub> é o Prêmio de Risco Unitário da parcela de usina “p” no mês “m”, em R\$/MWh, calculado pela ANEEL

NIPCA<sub>m</sub> é Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”

“muat” refere-se ao mês da última atualização do Prêmio de Risco da parcela de usina “p”

“mp” refere-se ao mês de referência para reajuste do prêmio de risco da parcela de usina “p”

“P\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

**Importante:**

O reajuste do prêmio pelo IPCA deverá ser realizado apenas uma vez ao ano, considerando a data base vinculada à parcela da usina. Para as usinas que repactuaram para o ano de 2015, o mês de referência é janeiro de 2015, sendo adotado o Valor Absoluto do IPCA do mês anterior, dezembro de 2014. Para usinas que repactuaram para outros anos, o mês de referência é determinado no Termo de Repactuação, sendo adotado o Valor Absoluto do IPCA do mês anterior.

Se uma usina que optou pelo repasse do risco hidrológico no ACR seja desligada do MRE, por opção do gerador hidráulico ou de forma compulsória pela ANEEL, será mantido o pagamento do prêmio em período equivalente àquele em que o gerador esteve no MRE com obrigação de pagamento do prêmio.

22. O Total de Prêmio de Risco do ACR, a ser recolhido mensalmente por um agente que optou pela repactuação à Conta Bandeiras, é determinado pela seguinte expressão:

$$TOTAL\_PREMIO\_RISCO\_ACR_{a,m} = \sum_{p \in a} PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m}$$

$$\forall p \in P\_RRH\_ACR$$

Onde:

$TOTAL\_PREMIO\_RISCO\_ACR_{a,m}$  é o Total de Prêmio de Risco do ACR de um perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$PREMIO\_RISCO\_ACR_{p,m}$  é o Prêmio de Risco do ACR a ser recolhido à Conta Bandeiras pelo proprietário da parcela de usina “p”, no mês “m”

“P\_RRH\_ACR” é o Conjunto de parcelas de usinas “p” cujos proprietários optaram por repassar o risco hidrológico do ACR

“a” é o perfil de agente proprietário da parcela de usina “p” que repactuou o risco hidrológico no ACR

### 3.1.2. Dados de Entrada do Cálculo do Prêmio de Risco do ACR

		<b>Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR Vinculado ao Prêmio de Risco</b>
<b>MONT_RRH_ACR_P</b> p,j	Descrição	Montante de Repasse de Risco Hidrológico do ACR Vinculado ao Prêmio de Risco, da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Prêmio de Risco Unitário</b>		
<b>PREMIO_UNIT<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Prêmio de Risco Unitário da parcela de usina “p”, no mês “m”, calculado pela ANEEL e constante do termo de repactuação do ACR
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Valor Absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor</b>		
<b>NIPCA<sub>m</sub></b>	Descrição	Valor absoluto do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	IBGE
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.3. Dados de Saída do Cálculo do Prêmio de Risco do ACR

<b>Prêmio de Risco do ACR</b>		
<b>PREMIO_RISCO_ACR<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Prêmio de Risco do ACR a ser recolhido à Conta Bandeiras pelo proprietário da parcela de usina “p”, no mês “m”
	Unidade	RS
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

<b>Total de Prêmio de Risco do ACR</b>		
<b>TOTAL_PREMIO_RISCO_ACR<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Prêmio de Risco do ACR de um perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	RS
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

**ANEXO XXVI**  
**Mecanismo de Venda de Excedentes**  
**Versão 2021.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes da CCEE

A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, possibilitou as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica (distribuidoras) venderem, no ambiente de comercialização livre, o excedente de energia contratada acima da totalidade dos seus mercados. Por sua vez, o Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017, determinou que a regulamentação da venda de excedentes deveria ser realizada pela ANEEL, e possibilitou a venda aos consumidores livres, bem como aos agentes de geração, autoprodução e comercialização.

A ANEEL regulamentou a venda de excedente pelas distribuidoras, incluindo também a participação dos consumidores especiais. O Mecanismo de Venda de Excedentes ocorre de maneira centralizada, em que os proponentes vendedores (distribuidoras) declaram livremente um ou mais lances de venda, com respectivos preços e quantidades ofertadas, enquanto que os proponentes compradores (demais agentes de mercado), declaram um ou mais lances de compra, com respectivos preços e quantidades pretendidas.

Em posse dessas informações, a CCEE é responsável por determinar os montantes negociados, através do cruzamento das curvas de oferta e demanda, em que o resultado dos efetivos compradores e vendedores são determinados pela quantidade proporcional dos lances atendidos e valorado ao preço do lance do comprador.

A [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Mecanismo de Venda de Excedentes” com os demais módulos das Regras de Comercialização.



Figura 1: Relação do módulo Mecanismo de Venda de Excedentes com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Mecanismo de Venda de Excedentes” (MVE), esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar e determinar os limites disponíveis para venda, as contratações realizadas, os valores a liquidar e eventuais sanções em caso de inadimplemento no mecanismo:

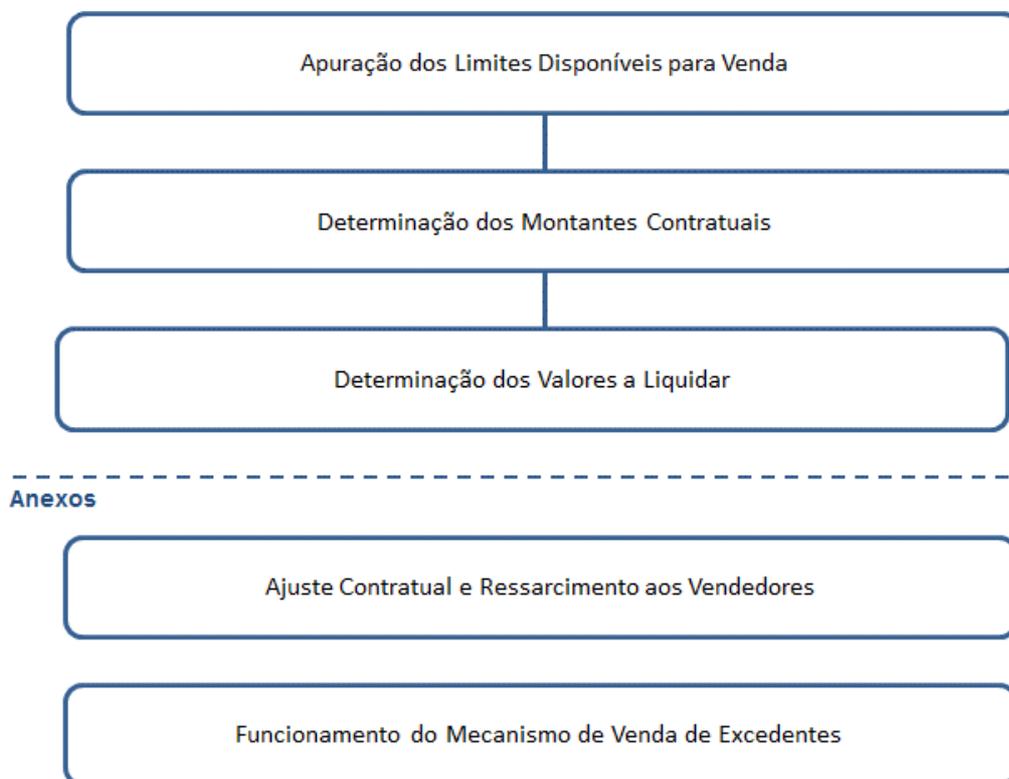


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras “Mecanismo de Venda de Excedentes”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas da apuração do Mecanismo de Venda de Excedentes que serão detalhadas neste documento:

#### Mecanismo de Venda de Excedentes

- **Apuração dos Limites Disponíveis para Venda:** apura o montante disponível para venda de excedentes para cada distribuidora em cada um dos produtos e atualiza o saldo disponível para negociação após cada etapa do processamento.
- **Determinação dos Montantes Contratuais:** determina quais são as respectivas contrapartes e os montantes associados, a partir dos resultados do mecanismo.
- **Determinação dos Valores a Liquidar:** apura os valores a pagar e receber relacionados às diversas negociações decorrentes do mecanismo.

## Anexos

- **Anexo I - Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores:** apura a redução contratual em caso de não pagamento da totalidade dos valores a liquidar pelo proponente comprador, bem como determinar eventual ressarcimento ao vendedor, caso seja verificado prejuízo.
- **Anexo II - Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedente:** descreve, de forma conceitual, a forma de apuração do mecanismo, como intersecção da curva de oferta e demanda, além de detalhamentos adicionais previstos na sistemática anexa ao ato normativo vigente.

### 1.1.2. Mecanismo de Venda de Excedentes

A regulamentação da venda de excedentes possibilitou a criação de dois produtos distintos relacionados ao tipo de energia: convencional não especial e convencional especial, sem desconto associado. Destaca-se que os consumidores especiais podem participar do mecanismo apenas dos produtos relacionados à energia convencional especial em observância às restrições regulatórias previstas em lei. Para os demais agentes é permitido adquirir qualquer tipo de energia em conformidade às Regras de Comercialização.

Com relação à valoração dos montantes negociados no mecanismo, são apresentadas duas modalidades de negociação com o objetivo de possibilitar maior liquidez ao mercado. Assim, serão negociados produtos com preço determinado ex-ante (preço fixo) e produtos com preço vinculado ao PLD do respectivo submercado (PLD + *spread*), em que é determinado, para fins do resultado do mecanismo, o *spread* livremente declarado. É facultado a todos os agentes a participação em ambos as modalidades de preço.

Adicionalmente, são estabelecidos os prazos de duração de cada um dos produtos e a periodicidade com que o mecanismo deverá ser realizado. Por fim, é facultado ao proponente comprador declarar os submercados de intenção de compra, enquanto que as distribuidoras somente podem negociar no submercado correspondente em que sua área de concessão/carga está localizada.

Em resumo, os produtos relacionados ao mecanismo serão negociados a partir das seguintes características:

- Tipo de Energia: Convencional não especial ou Convencional Especial;
- Preço: Preço Fixo ou PLD + *spread*;
- Prazo (ou vigência): Período de duração do produto negociado. Determinado conforme ato normativo em vigor;
- Submercado: Indicado livremente pelo proponente comprador. Para a distribuidora o submercado deverá obrigatoriamente ser aquele onde sua carga está localizada.

Os critérios para execução dos produtos são determinados no Anexo II deste módulo, enquanto que os prazos para declaração e apuração dos mecanismos estão determinados em procedimento de comercialização específico. ~~Destaca-se que a apuração do Mecanismo de Venda de Excedente ocorrerá após a realização dos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficit—MCSDs visto a priorização no balanço do portfólio entre as distribuidoras, de modo a evitar a venda de energia ao ACL em situações onde houver déficit entre as distribuidoras.~~

### **1.1.3. Apuração do Portfólio e limitação para venda**

As negociações realizadas no mecanismo cujo tipo de energia seja convencional especial serão decorrentes dos recursos das distribuidoras formado pelos contratos nas modalidades CCEARs de Energia Nova e Contratos Bilaterais Regulados – CBRs, provenientes de empreendimentos cujo lastro seja especial, estando a usina em operação comercial. Serão deduzidos do montante disponível para venda os valores negociados em produtos anteriores, respeitado o prazo de vigência das negociações.

As distribuidoras poderão negociar no mecanismo o limite máximo definido regulatóriamente, com base no consumo contabilizado pela CCEE.

Os preços e os montantes contratuais ofertados pelas distribuidoras não possuem qualquer limitação associada ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, visto que a distribuidora negociará no mecanismo uma parcela do portfólio de compra e não somente uma parcela dos CCEARs.

### **1.1.4. Resultados das Negociações**

Uma vez realizadas as declarações dos lances de venda (preço e quantidade de venda) e dos lances de compra (preço e quantidade de compra), serão apurados para cada produto os respectivos preços e quantidade de equilíbrio. Inicialmente, os lances de venda são classificados do menor para o maior valor com seu respectivo montante associado. De maneira análoga, os lances de compra são classificados, do maior para o menor valor, com o respectivo montante associado, sendo que um mesmo comprador e/ou vendedor puderam realizar múltiplos lances para um mesmo produto.

Em termos conceituais, com a adoção da sistemática de múltiplos lances com preço discriminatório, cada negociação gera um contrato composto por um lance do vendedor e um lance do comprador, em que os montantes negociados são determinados de forma proporcional aos lances atendidos em cada produto e têm como preço de negociação de cada contrato do leilão o preço do lance do proponente comprador.

Já a quantidade de equilíbrio será aquela resultante do atendimento da demanda por todas as ofertas consideradas até o ponto de equilíbrio, representada pelo total de lotes atendidos.

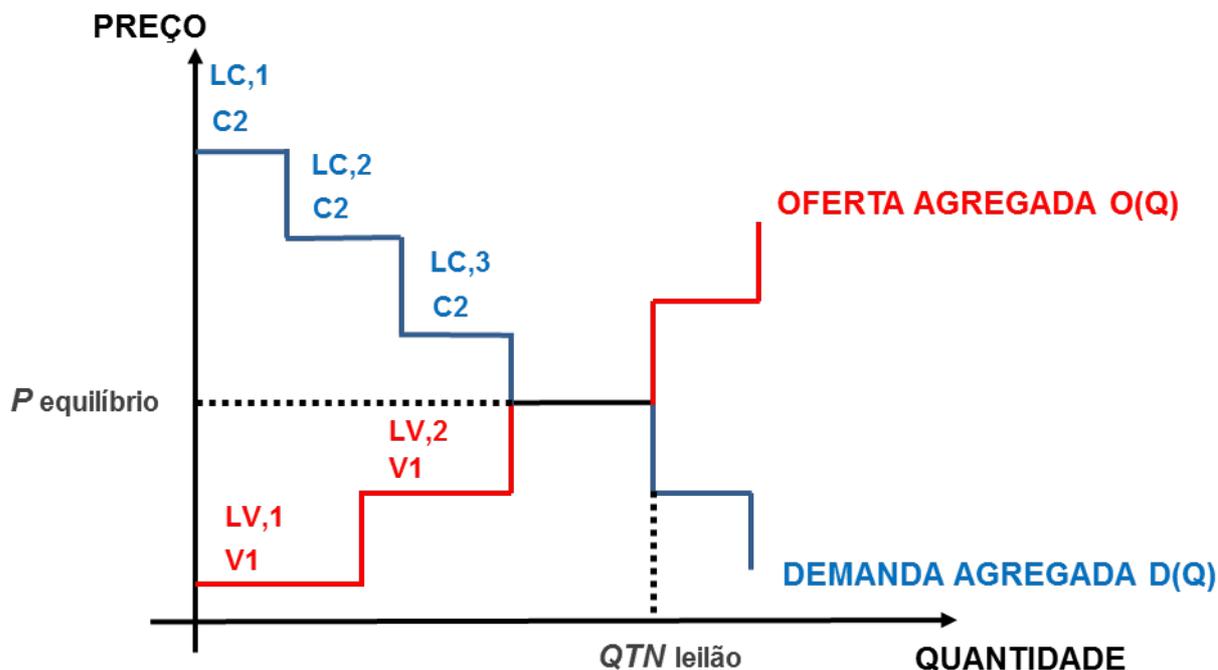


Figura 3 - Exemplo de curvas de oferta e demanda

Conhecidos os respectivos compradores e vendedores, os montantes contratuais são determinados, a partir da proporcionalização de cada distribuidora entre lances dos compradores daquele produto, de forma criar os pares contratuais, que resultarão em obrigação na liquidação do MVE.

As negociações entre os agentes, com base no resultado do mecanismo, serão representadas através de Contrato de Comercialização de Ambiente Livre - CCEAL, sem possibilidade de edição pelos agentes, com sazonalização e modulação flat.

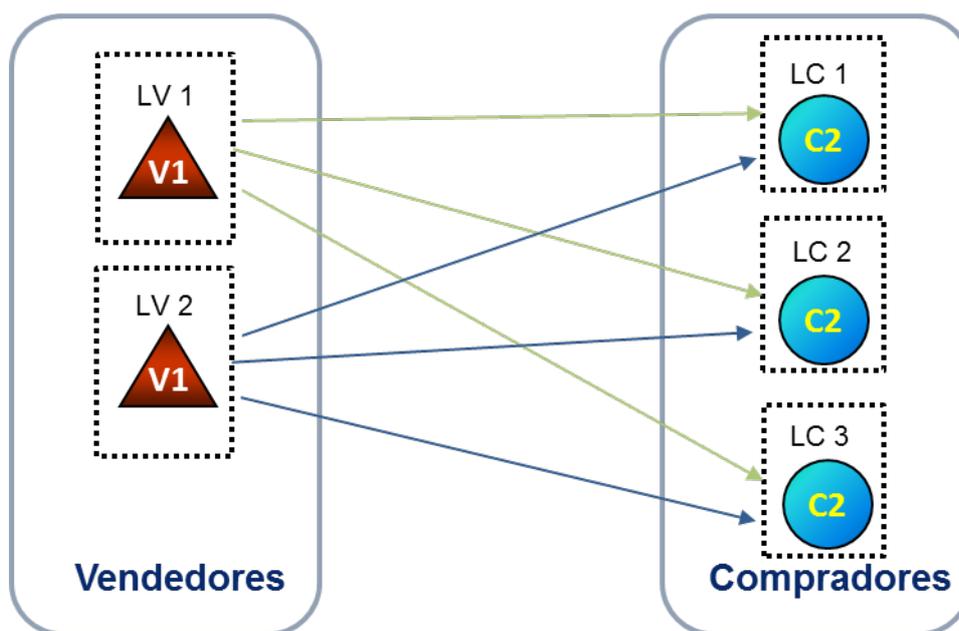


Figura 4 – Relação Contratual entre vendedor e comprador do MVE com múltiplos lances

### **1.1.5. Liquidação Financeira Centralizada**

A CCEE também é a instituição responsável por apurar os respectivos montantes a pagar e a receber para os agentes participantes do mecanismo de acordo com as negociações realizadas, segregado para cada produto negociado. Contudo, apesar da liquidação financeira ocorrer de maneira centralizada, os efeitos decorrentes da inadimplência serão bilaterais, ou seja, somente os agentes vendedores com relação comercial com o agente comprador inadimplente serão afetados pela inadimplência desse agente.

Em caso de inadimplência do comprador na liquidação do mecanismo, os montantes contratuais serão ajustados proporcionalmente no mês da inadimplência, antes da contabilização do MCP do mês de apuração. Serão apurados juros e multa, além da caracterização de descumprimento de obrigação do agente devedor que poderá resultar em desligamento da Câmara. Destaca-se que em caso de reincidência na inadimplência pelo agente comprador, o mesmo ficará impedido de participar do mecanismo pelo prazo de dois anos, ainda que efetue o pagamento dos valores devidos, conforme previsto em ato normativo em vigor.

Adicionalmente, o comprador inadimplente estará sujeito ao pagamento de ressarcimento às contrapartes vendedoras, caso o PLD do submercado do contrato for inferior ao preço de venda, com vistas a recuperar o prejuízo do vendedor por ter liquidado no MCP uma energia a um valor inferior ao preço negociado no mecanismo.

## **2. Determinação das Etapas do Mecanismo de Venda de Excedentes**

### **2.1. Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda**

#### **Objetivo:**

Calcular os limites regulatórios disponíveis para cada distribuidora que participar do mecanismo de venda de excedentes, bem como o saldo disponível para negociação após cada etapa do processamento do mecanismo.

#### **Contexto:**

Visto as segregações entre os produtos convencional não especial e convencional especial, se faz necessário apurar o montante disponível de venda para cada distribuidora, considerando os contratos lastreados por usinas com lastro especial que estejam em operação comercial. De maneira análoga, o limite total de venda considerando todos os produtos também deve ser verificado de modo a não ultrapassar o limite definido em ato normativo. A ~~Figura 5~~ [Figura 5](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

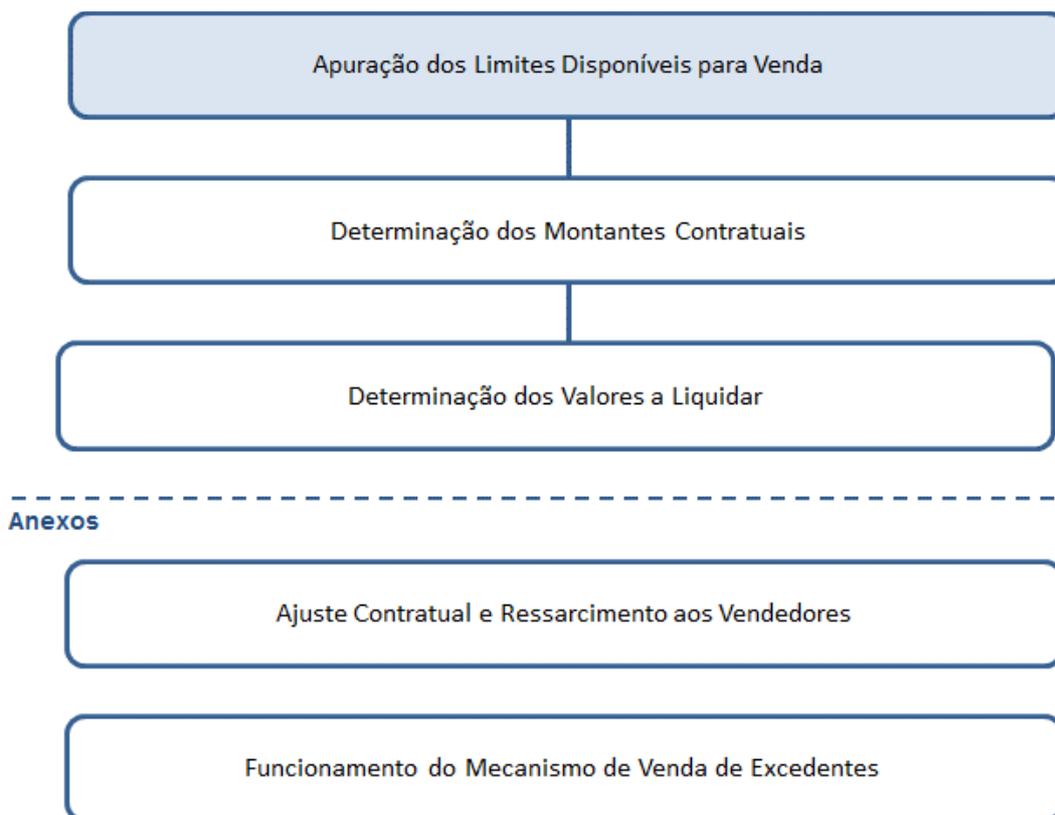


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Venda de Excedentes”

### 2.1.1. Detalhamento da Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda

1. A apuração dos limites disponíveis para venda de cada distribuidora é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:
2. A apuração dos montantes disponíveis para negociação será realizada pela CCEE previamente ao período de negociação com vistas a permitir que cada distribuidora participante possa elaborar sua estratégia comercial para sua atuação no MVE. Após a execução de cada etapa do Mecanismo de Venda de Excedentes, o saldo remanescente disponível para negociação será atualizado de modo a permitir que os proponentes vendedores ajustem suas estratégias comerciais para as próximas etapas do processamento do mecanismo.

#### Apuração da quantidade de Energia Especial disponível

3. Com o objetivo de apurar o montante total de lastro especial para negociação no mecanismo são identificadas as usinas comprometidas com CCEARs e CBR classificadas como especiais, ou seja, que possuam montante contratado de TUSD/TUST inferior a 50 MW.
4. As datas de processamento estão definidas conforme PdCs e/ou procedimento específico.
5. Os fatores relacionados a apuração de lastro especial para fins do MVE é determinado apenas para usinas com que não tenham ultrapassado a potência injetada no último evento contabilizado e certificado ( $F\_PEN\_LESP_{p,m-3}=0$ ) em relação ao início dos produtos, além de seguirem os demais critérios a seguir:

6. O Fator de Operação Comercial para fins de MVE mensal é apurado tendo como referência o segundo mês anterior ao mês de validade das negociações, e considerando a média daquele respectivo mês, conforme seguinte expressão:

$$F\_COM\_MVE\_M_{p,mr} = \frac{\sum_{j \in mr} F\_COM\_MVE_{p,j}}{M\_HORAS_m}$$

$$m = m - 2$$

Onde:

$F\_COM\_MVE\_M_{p,mr}$  é o Fator de Operação Comercial Mensal para fins de MVE da parcela de usina “p”, no mês de referência “mr”

$F\_COM\_MVE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial para fins de MVE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

- 6.1. Para usinas hidráulicas em motorização no período de comercialização, e cujo contrato de concessão ou ato regulatório contenha informações referentes à Garantia Física de Motorização, o cálculo do Fator de Operação Comercial para fins do Mecanismo de Venda de Excedentes é obtido pela relação entre a Garantia Física de Motorização das unidades geradoras em operação comercial e a Garantia Física da usina:

$$F\_COM\_MVE_{p,j} = \frac{GFIS\_MOT_{p,n}}{GF_p}$$

$$\forall j \in m - 2$$

Onde:

$F\_COM\_MVE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial para fins de MVE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$GFIS\_MOT_{p,n}$  é a Garantia Física de Motorização da parcela de usina “p”, referente às “n” unidades geradoras em operação comercial no período de comercialização “j”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

- 6.2. Para as usinas hidráulicas que tenham motorizado até o período de comercialização, o cálculo do Fator de Operação Comercial associado à Garantia Física é determinado pelos seguintes comandos:

Se:

$$TOGU_{p,j} < NUB_p$$

Então:

$$F\_COM\_MVE_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

Caso contrário:

$$F\_COM\_MVE_{p,j} = 1$$

$$\forall j \in m - 2$$

Onde:

$F\_COM\_MVE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial para fins de MVE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$TOGU_{p,j}$  é o Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$NUB_p$  é o Número de Unidades Base da parcela de usina “p”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

- 6.3. Para as demais usinas, o cálculo do Fator de Operação Comercial é obtido pela relação entre a capacidade das unidades geradoras em operação comercial da usina e a correspondente capacidade total associada a Garantia Física:

$$F\_COM\_MVE_{p,j} = \min \left( 1; \frac{\sum_{i \in PMAQ} CAP_{i,j}}{CAP\_T\_GF_{p,j}} \right)$$

$$\forall j \in m - 2$$

Onde:

$F\_COM\_MVE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial para fins de MVE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$CAP_{i,j}$  é a Capacidade Instalada associada ao ponto de medição “i”, no período de comercialização “j”

$CAP\_T\_GF_{p,j}$  é a Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

“PMAQ” é o Conjunto de Unidades Geradoras em Operação Comercial da parcela de usina “p”

7. Para verificar o montante disponível preliminar de cada distribuidor é verificado o lastro disponível a depender das informações disponíveis no momento do processamento, e a proporção de carga em cada submercado, conforme as seguintes expressões:

*Para o processamento com início de vigência dos produtos em janeiro:*

$$MONT\_EE_{a,s,x} = \sum_{e \in ECA} EE\_PREV\_OP_{e,x} * FPC_{a,s,j}$$

*Para os demais processamentos:*

$$MONT\_EE_{a,s,x} = \sum_{e \in ECA} (EE\_PREV\_OP_{e,x} + EE\_ANT\_OP_{e,x} + EE\_ANT\_DG_{e,x}) * FPC_{a,s,j^*}$$

Onde:

$MONT\_EE_{a,s,x}$  é a Montante de Energia Especial da distribuidora “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$EE\_PREV\_OP_{e,x}$  é a Energia Especial Prevista considerando Operação Comercial por Energia Especial relativo ao contrato “e”, no processamento “x”

$EE\_ANT\_OP_{e,x}$  é a Energia Especial de mês Anterior considerando Operação Comercial do contrato “e”, no processamento “x”

$EE\_ANT\_DG_{e,x}$  é a Energia Especial do mês Anterior considerando Demais Degradações do contrato “e”, no processamento “x”

$FPC_{a,s,j}$  é o Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no submercado de consumo “s”, para o período de comercialização “j”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

“j\*” referem-se ao último período de comercialização “j” do último mês contabilizado e certificado (“m-3”)

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “e” do perfil de agente “a”

- 7.1. A energia especial prevista é verificada pelo montante contratado, do mês de início (ou do mês anterior ao início) da vigência dos produtos até o final do ano, considerando as informações disponíveis de operação comercial e perdas internas no momento da apuração, conforme as seguintes expressões:

*Para o processamento com início de vigência dos produtos em janeiro:*

$$EE\_PREV\_OP_{e,x} = \sum_{m \in ini\_v\_dez} \left( \sum_{e \in CCEAR} QM_{e,mr} + \sum_{e \in CBR} MV_{e,v} * V\_HORAS_v \right) * F\_COM\_MVE_{p,j^*} * F\_PDI\_GF_{p,f-1}$$

*Para os demais processamentos:*

$$EE\_PREV\_OP_{e,x} = \sum_{m \in ant\_v\_dez} \left( \sum_{e \in CCEAR} QM_{e,mr} + \sum_{e \in CBR} MV_{e,v} * V\_HORAS_v \right) * F\_COM\_MVE_{p,j^*} * F\_PDI\_GF_{p,f-1}$$

Onde:

$EE\_PREV\_OP_{e,x}$  é a Energia Especial Prevista considerando Operação Comercial por Energia Especial relativo ao contrato “e”, no processamento “x”

$QM_{e,mr}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de referência “mr”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na Vigência “v” compreendida pelo período de vigência do contrato

$F\_COM\_MVE_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial para fins de MVE da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“j\*” é a última hora do mês “m-2” anterior ao início dos produtos do processamento “x”

“p” é a usina comprometida com o contrato “e”

“ini\_v\_dez” é o período entre o mês de início de vigência dos produtos do processamento “x” até dezembro do mesmo ano

“ant\_v\_dez” é o período entre o mês anterior ao mês de início de vigência dos produtos do processamento “x” até dezembro do mesmo ano

“CBR” é o conjunto de contratos “e”, que representam os contratos bilaterais regulados

- 7.2. A energia especial proveniente do mês anterior, considerando apenas as informações conhecidas até o momento, é apurado para o segundo mês anterior ao mês de início da vigência, conforme seguinte equação:

$$EE\_ANT\_OP_{e,x} = QM_{e,mr} * F\_COM\_MVE_{p,mr} * F\_PDI\_GF_{p,f-1}$$

$$mr = m - 2$$

$$\forall e \in CCEAR$$

$$\forall e \in CBR$$

Onde:

$EE\_ANT\_OP_{e,x}$  é a Energia Especial de mês Anterior considerando Operação Comercial do contrato “e”, no processamento “x”

$QM_{e,mr}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de referência “mr”

$F\_COM\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Operação Comercial Mensal para fins de MVE da parcela de usina “p”, no mês de referência “mr”

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

- 7.3. “p” é a usina comprometida com o contrato “e” Por sua vez, a energia especial considerando aquelas degradações dos últimos meses contabilizados e certificados disponíveis no ano civil, verificam todos os demais fatores de degradação, conforme a seguinte expressão:

$$EE\_ANT\_DG_{e,x} = \sum_{m \in ant\_m-2} (QM_{e,mr} * F\_PDI\_GF_{p,f-1} * F\_DNG\_MVE_{p,mr})$$

$$\forall e \in CCEAR$$

$$\forall e \in CBR$$

Onde:

$EE\_ANT\_DG_{e,x}$  é a Energia Especial do mês Anterior considerando as demais Degradações do contrato “e”, no processamento “x”

$QM_{e,mr}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “e”, no mês de referência “mr”

$F\_DNG\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Degradação para fins de MVE da parcela de usina “p”, comprometida no mês de referência “mr”

$F\_PDI\_GF_{p,f}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função da Média das Perdas Internas da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”

“p” é a usina comprometida com o contrato “e”

“ant\_m-2” é o período entre o início do ano até o mês anterior ao “m-2” ao início da vigência dos produtos do processamento “x” até dezembro do mesmo ano

- 7.3.1. O Fator de Degradação para fins de MVE da usina é utilizado para definir outras degradações conhecidas, que não foram utilizadas nos demais meses, considerando a indisponibilidade, redução de Garantia Física, perdas e ultrapassagem de potência injetada, conforme seguinte equação:

*Para usinas hidráulicas participantes do MRE do tipo de energia especial*

$$\begin{aligned} F\_DNG\_MVE_{p,mr} &= FNC\_PROD\_MVE_{p,mr} * F\_DEG\_M\_MVE_{p,mr} \\ &* (1 - F\_PEN\_LESP_{p,mr}) \end{aligned}$$

*Para as demais usinas com o tipo de energia especial*

$$\begin{aligned} F\_DNG\_MVE_{p,mr} &= F\_DISP_{p,mr} * FNC\_PROD\_MVE_{p,mr} * F\_DEG\_M\_MVE_{p,mr} \\ &* (1 - F\_PEN\_LESP_{p,mr}) \end{aligned}$$

$$\forall mr \in ant\_m - 2$$

Onde:

$F\_DNG\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Degradação para fins de MVE da parcela de usina “p”, comprometida no mês de referência “mr”

$F\_DISP_{p,mr}$  é o Fator de Disponibilidade da parcela de usina “p”, no mês de referência “mr”

$FNC\_PROD\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Normalização do Comprometimento para fins de MVE da parcela de usina “p”, comprometida no mês de referência “mr”

$F\_DEG\_M\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Degradação Mensal fins de MVE da parcela de usina “p”, comprometida no mês de referência “mr”

$F\_PEN\_LESP_{p,mr}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p”, no mês de referência “mr”

“ant\_m-2” é o período entre o início do ano até o mês anterior “m-2” ao início da vigência dos produtos do processamento “x” até dezembro do mesmo ano

7.3.2. O Fator de Normalização do Comprometimento para fins de MVE da usina é utilizado para verificar se os contratados regulados ultrapassaram a Garantia Física, em função da republicação deste valor, e é calculado conforme segue:

$$FNC\_PROD\_MVE_{p,mr} = \min \left( 1; \frac{GF_p}{TOT\_GF\_PROD_{p,mr} + \frac{\sum_{m \in f} \sum_{e \in ECCEARQ} QM_{e,mr}}{\sum_{m \in f} M\_HORAS}} \right)$$

$\forall mr \in ant\_m - 2$

Onde:

$FNC\_PROD\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Normalização do Comprometimento para fins de MVE da parcela de usina “p”, comprometida no mês de referência “mr”

$GF_p$  é a Garantia Física da parcela de usina “p”

$TOT\_GF\_PROD_{p,mr}$  é o Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de referência “mr”

$QM_{e,mr}$  Quantidade Mensal associada ao contrato “e”, no mês de referência “mr”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

“ECCEARQ” é o Conjunto dos Contratos CCEARs na modalidade quantidade com a qual a parcela de usina “p” está vinculada

“ant\_m-2” é o período entre o início do ano até o mês anterior ao “m-2” ao início da vigência dos produtos do processamento “x” até dezembro do mesmo ano

7.3.3. O Fator de Degradação Mensal para fins de MVE da usina é utilizado para verificar a degradação média, tanto das perdas da rede básica quanto das perdas da rede compartilhada, e do fator de operação comercial, sendo calculado conforme equação:

$$F\_DEG\_M\_MVE_{p,mr} = \frac{\sum_{j \in mr} UXP\_GLF_{p,j} * F\_PRC\_GF_{p,j} * F\_COMERCIAL_{p,j}}{M\_HORAS_m}$$

$\forall mr \in ant\_m - 2$

Onde:

$F\_DEG\_M\_MVE_{p,mr}$  é o Fator de Degradação Mensal fins de MVE da parcela de usina “p”, comprometida no mês de apuração “mr”

$UXP\_GLF_{p,j}$  é o Fator de Rateio de Perdas de Geração associado à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_PRC\_GF_{p,j}$  é o Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$F\_COMERCIAL_{p,j}$  é o Fator de Operação Comercial da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m”

"ant\_m-2" é o período entre o início do ano até o mês anterior ao "m-2" ao início da vigência dos produtos do processamento "x" até dezembro do mesmo ano

8. O Montante de Energia de Lastro Especial deve ser atualizado de forma a considerar eventuais vendas realizadas em processamentos anteriores, considerando o prazo dos contratos resultantes do mecanismo, conforme a seguinte expressão:

$$MONT\_ATUAL\_EE_{a,s,x} = \max \left( 0; MONT\_EE_{a,s,x} - \sum_{v \in f} \sum_{e \in s} \sum_{\substack{e \in CVE\_ESP \\ e \in EVA}} MV_{e,v} * V\_HORAS_v \right)$$

Onde:

$MONT\_ATUAL\_EE_{a,s,x}$  é a Montante Atualizado de Energia Especial da distribuidora "a", no submercado "s", no processamento "x"

$MONT\_EE_{a,s,x}$  é a Montante de Energia Especial da distribuidora "a", no submercado "s", no processamento "x"

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato "e", na vigência "v"

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na Vigência "v" compreendida pelo período de vigência do contrato

"CVE\_ESP" é o Contrato de Venda de Excedente de Energia Especial

"EVA" é o conjunto de contratos de venda "e" do perfil de agente "a"

"s" é o submercado de registro do contrato "e"

#### **Importante:**

Os Montantes Atualizados de Energia Especial serão calculados de forma preliminar nas Regras de Comercialização, verificando os contratos provenientes de processamentos anteriores.

Destaca-se que, durante o processamento do mecanismo a quantidade será atualizada diretamente no CliqCCEE, de forma considerar as negociações anteriores no processamento, utilizando os valores em MWh.

#### **Apuração da quantidade com relação ao limite regulatório**

9. Além disso, se faz necessário apurar o montante regulatório definido como limite para venda através do Mecanismo de Venda de Excedentes. Tal limite, considera de forma preliminar o valor percentual definido regulatoriamente, multiplicado pela carga anual, conforme seguinte expressão:

$$TRC\_PRE\_MVE_{a,s,x} = LIM\_MVE_{a,x} * TRC\_ANUAL\_MVE_{a,s,f}$$

Onde:

$TRC\_PRE\_MVE_{a,s,x}$  é o Consumo Total Preliminar para Fins de MVE do perfil do agente distribuidor "a", no submercado "s", para o processamento "x"

$LIM\_MVE_{a,x}$  é o Limite máximo para negociação no MVE do perfil do agente distribuidor “a”, para o processamento “x”

$TRC\_ANUAL\_MVE_{a,s,f}$  é o Consumo Anual para fins do MVE do perfil do agente distribuidor “a”, por submercado “s”, no ano de apuração “f”

- 9.1. O Consumo Anual para fins de MVE, é aquele verificado nos 12 últimos meses contabilizados e certificados, conforme seguinte expressão:

$$TRC\_ANUAL\_MVE_{a,s,f} = \sum_{m \in 12M} \sum_{j \in m} TRC\_H_{a,s,j}$$

Onde:

$TRC\_ANUAL\_MVE_{a,s,f}$  é o Consumo Anual para fins do MVE do perfil do agente distribuidor “a”, por submercado “s”, no ano de apuração “f”

$TRC\_H_{a,s,j}$  é o Consumo Total Horário do perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”

“12M” é o conjunto de meses compreendidos nos 12 (doze) meses anteriores ao mês de apuração “m”, contabilizados e certificados

#### **Importante:**

O Consumo Anual para fins do MVE será apurado apenas uma vez, para o primeiro produto do ano, sendo válido para os demais produtos.

10. Para os produtos com vigência trimestral, a energia total disponível também será limitada por um limite específico, de acordo com limite regulatório, conforme seguinte equação:

$$TRC\_PRE\_MVE\_VIG_{a,s,x,v} = LIM\_MVE\_VIG_{a,x,v} * TRC\_ANUAL\_MVE_{a,s,f}$$

Onde:

$TRC\_PRE\_MVE\_VIG_{a,s,x,v}$  é o Consumo Total Preliminar para Fins de MVE do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, para o processamento “x”, na vigência “v”

$TRC\_ANUAL\_MVE_{a,s,f}$  é o Consumo Anual para fins do MVE do perfil do agente distribuidor “a”, por submercado “s”, no ano de apuração “f”

$LIM\_MVE\_VIG_{a,x,v}$  é o Limite máximo para negociação no MVE na Vigência do perfil do agente distribuidor “a”, para o processamento “x”, no mês da vigência “v”

#### **Apuração dos limites preliminares disponíveis para venda**

11. São verificados dois limites para inserção da declaração de venda do distribuidor, um referente a energia especial convencional e outro relacionado a energia convencional não especial, podendo um influenciar ao outro, conforme sistemática do leilão. No caso de produtos trimestrais existem limites específicos, devido a restrição regulatória.

**Importante:**

Durante o processamento do mecanismo, as quantidades serão atualizadas diretamente na plataforma de negociação, de forma a considerar as negociações de produtos anteriores, no mesmo processamento, conforme detalhado no Anexo II.

12. A quantidade total disponível para venda de energia, considerando energia especial e não especial, é determinada apenas pelo consumo líquido para fins de MVE, abatidas das vendas no ano, conforme seguinte equação:

$$QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x} = \max \left( 0; \left( TRC\_PRE\_MVE_{a,s,x} - \sum_{v \in f} \sum_{e \in s} \sum_{\substack{e \in CVE \\ e \in EVA}} MV_{e,v} * V\_HORAS_v \right) \right)$$

Onde:

$QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x}$  é a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$TRC\_PRE\_MVE_{a,s,x}$  é o Consumo Total Preliminar para Fins de MVE do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, para o processamento “x”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na Vigência “v” compreendida pelo período de vigência do contrato

“CVE” é o Contrato de Venda de Excedente

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “e” do perfil de agente “a”

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

13. A quantidade disponível para venda de energia especial é determinada pela quantidade de energia especial atualizada, limitada pela quantidade disponível total, conforme seguinte equação:

$$QUANT\_DISP\_EE_{a,s,x} = \min(MONT\_ATUAL\_EE_{a,s,x}; QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x})$$

Onde:

$QUANT\_DISP\_EE_{a,s,x}$  é a Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$MONT\_ATUAL\_EE_{a,s,x}$  é a Montante Atualizado de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x}$  é a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

**Importante:**

Durante o processamento do mecanismo, a quantidade será atualizada diretamente na plataforma de negociação, de forma a considerar as negociações de produtos anteriores, no mesmo processamento, conforme detalhado no Anexo II.

14. A quantidade disponível na vigência é atualizada sendo limitada pelo total disponível no ano, conforme seguinte equação:

$$QUANT\_TOT\_DISP\_VIG_{a,s,x,v} = \min(TRC\_PRE\_MVE\_VIG_{a,s,x,v}; QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x})$$

Onde:

$QUANT\_TOT\_DISP\_VIG_{a,s,x,v}$  é a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na vigência “v”

$TRC\_PRE\_MVE\_VIG_{a,s,x,v}$  é o Consumo Total Preliminar para Fins de MVE do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, para o processamento “x”, na vigência “v”

$QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x}$  é a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

15. A quantidade disponível para venda de energia especial também é limitada nos produtos com vigência trimestral, de acordo com o limite regulatório, conforme seguinte equação:

$$QUANT\_DISP\_EE\_VIG_{a,s,x,v} = \min(QUANT\_TOT\_DISP\_VIG_{a,s,x,v}; QUANT\_DISP\_EE_{a,s,x})$$

Onde:

$QUANT\_DISP\_EE\_VIG_{a,s,x,v}$  é a Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, para a vigência “v”

$QUANT\_TOT\_DISP\_VIG_{a,s,x,v}$  é a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na vigência “v”

$QUANT\_DISP\_EE_{a,s,x}$  é a Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

### 2.1.2. Dados de Entrada da Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda

Capacidade Instalada	
$CAP_{i,j}$	Capacidade instalada associada a cada ponto de medição “i” da unidade geradora associada à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade MW
	Fornecedor Cadastro do Sistema Elétrico

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física</b>		
<b>CAP_T_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Capacidade Instalada Total associada a Garantia Física da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, definida conforme ato autorizativo da ANEEL
	Unidade	MW
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Fator de Operação Comercial</b>		
<b>F_COMERCIAL<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Estabelece a relação entre a capacidade das máquinas em operação comercial de uma parcela de usina “p” em relação à sua capacidade total, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Determinação da Geração de Teste e Geração Reconciliada)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Disponibilidade</b>		
<b>F_DISP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Fator de Disponibilidade para ajuste de Garantia Física da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO I – Cálculo do Fator de Disponibilidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função da Média das Perdas Internas</b>		
<b>F_PDI_GF<sub>p,f</sub></b>	Descrição	Fator utilizado para abater as perdas internas da Garantia Física da parcela de usina “p”, no ano de apuração “f”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo das Perdas Internas de Usinas)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial</b>		
<b>F_PEN_LESP<sub>p,m</sub></b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO VI - Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Fator de Ajuste da Garantia Física em Função das Perdas da Rede Compartilhada</b>		
<b>F_PRC_GF<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Fator de Ajuste da Garantia Física em função das Perdas da Rede Compartilhada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (ANEXO II – Cálculo das Perdas Internas e Perdas da Rede Compartilhada de Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN</b>		
<b>FPC<sub>a,s,j</sub></b>	Descrição	Fator de Proporção do Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN do perfil de agente “a”, no submercado de consumo “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Tratamento de Exposições (Cálculo de Exposições de CCEARs, CCGFs e CCENs)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Garantia Física</b>		
<b>GF<sub>p</sub></b>	Descrição	Garantia Física definida para a parcela da usina “p” conforme ato regulatório específico. Esse valor pode ser revisado pela EPE no caso de usinas não hidráulicas com modalidade de despacho do tipo IB, IIB, IIC ou III
	Unidade	MW médio

	Fornecedor	MME/EPE/ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Garantia Física de Motorização</b>		
<b>GFIS_MOT<sub>p,n</sub></b>	Descrição	Garantia Física Média no período de motorização “n” < NUB <sub>p</sub> , da parcela de usina “p”, referente às “n” Unidades Geradoras em operação comercial, informado no ato regulatório
	Unidade	MWh/h
	Fornecedor	MME/ANEEL/EPE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Limite máximo para negociação no MVE</b>		
<b>LIM_MVE<sub>a,x</sub></b>	Descrição	Limite máximo para negociação no MVE do perfil do agente distribuidor “a”, para o processamento “x”
	Unidade	Percentual
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Entre 0 e 1
<b>Limite máximo para negociação no MVE na vigência</b>		
<b>LIM_MVE_VIG<sub>a,x,v</sub></b>	Descrição	Limite máximo para negociação no MVE na Vigência do perfil do agente distribuidor “a”, para o processamento “x”, no mês da vigência “v”
	Unidade	Percentual
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Entre 0 e 1
<b>Quantidade de horas</b>		
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m”
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante na Vigência do contrato</b>		
<b>MV<sub>e,v</sub></b>	Descrição	Montante do contrato “e”, na vigência “v”
	Unidade	MW médio

	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Número de Unidades Base da Usina</b>		
<b>NUB<sub>p</sub></b>	Descrição	Quantidade mínima de Unidades Geradoras em operação comercial de uma usina hidráulica, para que esta seja capaz de gerar sua Garantia Física total. Para usinas cujo contrato de concessão define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável obedece ao estabelecido no ato regulatório. Para usinas cujo contrato de concessão não define o montante da Garantia Física por Unidade Geradora, o valor dessa variável é definido como sendo o total de unidades geradoras da usina
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Número Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma Usina</b>		
<b>TOGU<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Número Total de Unidades Geradoras em Operação Comercial de uma parcela de usina hidráulica “p”, em fase de motorização, no período de comercialização “j”. Deverá retratar a entrada em operação comercial de novas unidades
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>TOT_GF_PROD<sub>p,m</sub></b>	<b>Total de Garantia Física Comprometida com Produtos</b>	

	Descrição	Total de Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de Energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento das Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Consumo Total Horário do Agente

TRC_H <sub>a,s,j</sub>	Descrição	Informação consolidada correspondente ao consumo de cada perfil de agente “a”, por submercado “s”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Fator de Rateio de Perdas de Geração Associado à Usina

UXP_GLF <sub>p,j</sub>	Descrição	Fator de Perdas da Rede Básica a ser associado à parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”. Caso a parcela da usina não participe do rateio de perdas da Rede Básica, o UXP_GLF <sub>p,j</sub> é igual a 1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Cálculo dos Fatores de Perdas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Quantidade de Horas da Vigência

V_HORAS <sub>v</sub>	Descrição	Quantidade de horas da Vigência “v”, limitada ao mês de contabilização para cada contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.1.3. Dados de Saída da Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda

Quantidade Disponível de Energia Especial		
QUANT_DISP_EE <sub>a,s,x</sub>	Descrição	Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência		
QUANT_DISP_EE_VI G <sub>a,s,x,v</sub>	Descrição	Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, para a vigência “v”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Total Disponível para Venda de Energia		
QUANT_TOT_DISP <sub>a,s,x</sub>	Descrição	Quantidade Total Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência		
QUANT_TOT_DISP_VIG <sub>a,s,x,v</sub>	Descrição	Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na vigência “v”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Determinação dos Montantes Contratuais

### Objetivo:

Determinar, com base no resultado das negociações do leilão, os montantes contratuais entre vendedores e os respectivos compradores do mesmo produto.

### Contexto:

Uma vez determinado as negociações, é a CCEE quem será responsável por registrar os montantes contratuais entre os vendedores e compradores de cada produto daquele processamento no SCL. Os

montantes contratuais serão utilizados para a contabilização e liquidação do MCP, além da aferição de penalidades. Contudo, os montantes contratuais estarão sujeitos à redução em razão da inadimplência da liquidação do MVE, conforme determinado no Anexo I. A [Figura 6](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

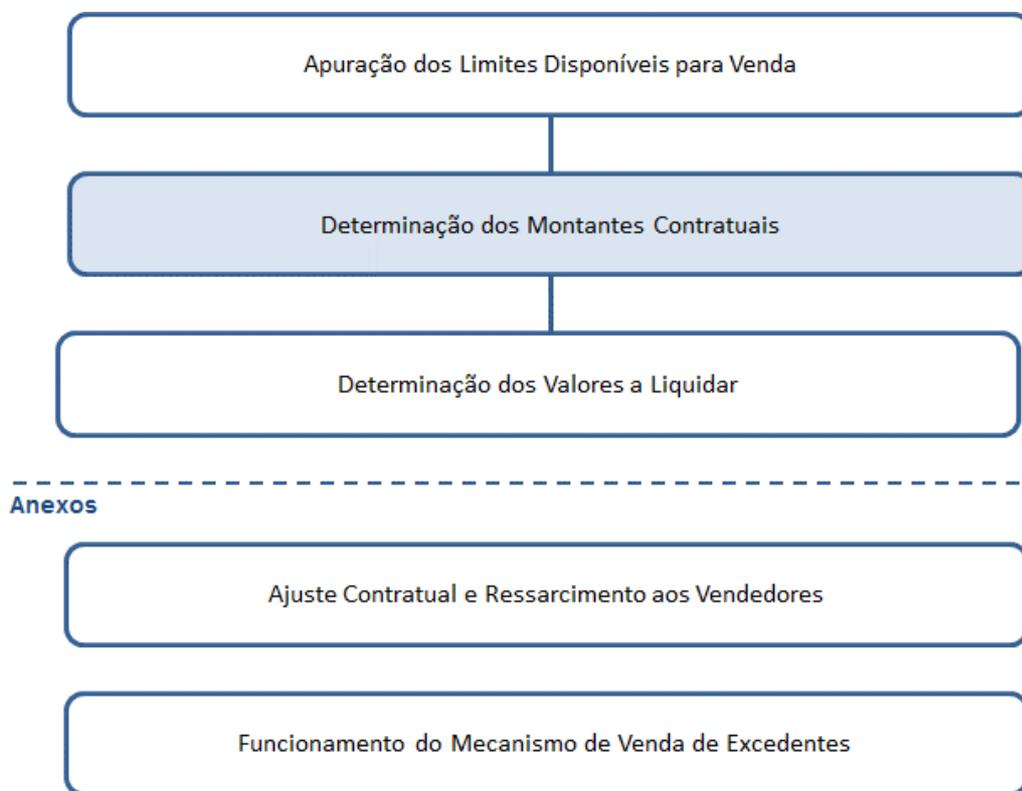


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Venda de Excedentes”

### 2.2.1. Detalhamento da Apuração dos Montantes Contratuais

16. A apuração dos montantes, separados por produto, se faz necessária para determinar os contratos para os respectivos vendedores e compradores vencedores de determinado produto do mecanismo:
17. De posse dos resultados do mecanismo, segregados por tipo de energia, submercado, prazo de vigência, e metodologia de preço para liquidação das cessões, a CCEE irá realizar o registro dos contratos no SCL.

#### Determinação dos contratos bilaterais

18. O montante contratado de cada distribuidor com cada comprador, determinado em MW médio, durante determinada vigência é segregado por resultado de negociação para cada produto, conforme seguintes comandos:
19. Para determinar o fator de participação do lance do agente comprador em determinado produto, é necessário determinar a proporção de lance em relação a todos os lances negociados em cada produto, conforme seguinte equação:

$$F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp} = \frac{MONT\_ADQ\_PROD\_A_{lc,s,x,v,te,tp}}{\sum_{lc} MONT\_ADQ\_PROD\_A_{lc,s,x,v,te,tp}}$$

Onde:

$F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Fator de Participação do Lance do Comprador no MVE com relação a todos os lances compradores do produto do perfil de agente "lc", no submercado "s", no processamento "x", com a vigência "v", com o tipo de energia "te", com tipo de preço "tp"

$MONT\_ADQ\_PROD\_A_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante de Energia Adquirido no Produto para cada lance de compra do perfil de agente "lc", no submercado "s", no processamento "x", com a vigência "v", com o tipo de energia "te", com tipo de preço "tp"

19.1. O montante de energia especial, referente a energia negociada a preço fixo é determinado através da seguinte relação:

$$MV\_MVE\_ESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$$

*te = convencional especial*

*tp = preço fixo*

*a = av*

Onde:

$MV\_MVE\_ESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Especial a Preço Fixo do perfil do agente vendedor "av", do lance do agente comprador "lc", no submercado "s", no processamento "x", com a vigência "v", com o tipo de energia "te", com tipo de preço "tp"

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente "a", no submercado "s", no processamento "x", com a vigência "v", com o tipo de energia "te", com tipo de preço "tp"

$F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Fator de Participação do Lance do Comprador no MVE com relação a todos os lances compradores do produto do perfil de agente "lc", no submercado "s", no processamento "x", com a vigência "v", com o tipo de energia "te", com tipo de preço "tp"

"te" é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

"tp" é a dimensão de tipo de preço relativo à produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + "spread" fixo)

19.2. O montante de energia especial, referente a energia negociada a preço variável é determinado através da seguinte equação:

$$MV\_MVE\_ESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$$

*te = convencional especial*

*tp = preço variável*

*a = av*

Onde:

$MV\_MVE\_ESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Especial a Preço Fixo do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Fator de Participação do Lance do Comprador no MVE com relação a todos os lances compradores do produto do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo à produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

19.3. O montante de energia não especial, referente a energia negociada a preço fixo é determinado através da seguinte equação:

$$MV\_MVE\_NESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$$

*te = convencional não especial*

*tp = preço fixo*

*a = av*

Onde:

$MV\_MVE\_NESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Não Especial a Preço Fixo do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Fator de Participação do Lance do Comprador no MVE com relação a todos os lances compradores do produto do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo a produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

19.4. O montante de energia não especial referente a energia negociada a preço variável é determinado através da seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 MV\_MVE\_NESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp} &= MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp} \\
 te &= \textit{convencional não especial} \\
 tp &= \textit{preço variável} \\
 a &= av
 \end{aligned}$$

Onde:

$MV\_MVE\_NESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Não Especial a Preço Variável do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$F\_LCOMP\_MVE\_TOT_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Fator de Participação do Lance do Comprador no MVE com relação a todos os lances compradores do produto do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo à produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

20. Por fim, é apurado o montante da vigência resultante do MVE para cada contrato, considerando as divisões dos produtos, conforme seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 MV\_RES\_MVE_{av,lc,s,x,v,te,tp} &= MV\_MVE\_ESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp} + MV\_MVE\_ESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp} \\
 &+ MV\_MVE\_NESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp} + MV\_MVE\_NESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp}
 \end{aligned}$$

Onde:

$MV\_RES\_MVE_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MV\_MVE\_ESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Especial a Preço Fixo do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MV\_MVE\_ESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Especial a Preço Fixo do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MV\_MVE\_NESP\_PF_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Não Especial a Preço Fixo do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MV\_MVE\_NESP\_PV_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE de Energia Não Especial a Preço Variável do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

### Importante:

A adimplência na liquidação centralizada do MVE é requisito essencial para efetividade das negociações nos sistemas da CCEE. Somente serão efetivadas pela CCEE as negociações que tenham sido devidamente pagas na liquidação centralizada do MVE.

21. Com base nas informações acima apuradas serão criados os contratos CCEALs provenientes dos resultados das negociações do MVE, com quantidade associada ( $MV\_MVE\_PRE_{e,v}$ ) determinada pelo Montante da Vigência resultante do MVE, conforme seguinte expressão:

$$MV\_MVE\_PRE_{e,v} = MV\_RES\_MVE_{av,lc,s,x,v,te,tp}$$

Onde:

$MV\_MVE\_PRE_{e,v}$  Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

$MV\_RES\_MVE_{av,lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante da Vigência resultante do MVE do perfil do agente vendedor “av”, do lance do agente comprador “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

## 2.2.2. Dados de Entrada da Determinação dos Montantes Contratuais

<b>Montante de Energia Adquirido no Produto</b>	
<b>MONT_ADQ_PROD</b> <b>_Alc,s,x,v,te,tp</b>	<p>Descrição: Montante de Energia Adquirido no Produto para cada lance de compra do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”</p> <p>Unidade: MW Médio</p> <p>Fornecedor: Mecanismo de Venda de Excedentes (Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes)</p> <p>Valores Possíveis: Positivos ou Zero</p>

<b>Montante de Energia Vendido no Produto</b>		
<b>MONT_VEND_PRO</b> <b>D_A</b> <sub>lv,s,x,v,te,tp</sub>	Descrição	Montante de Energia Vendido no Produto para cada lance de venda do perfil de agente “lv”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.3. Dados de Saída da Determinação dos Montantes Contratuais

<b>Montante da Vigência resultante do MVE</b>		
<b>MV_MVE</b> <sub>av,ac,s,x,v,te,tp</sub>	Descrição	Montante da Vigência resultante do MVE do perfil do agente vendedor “av”, do agente comprador “ac”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Montante Preliminar da Vigência</b>		
<b>MV_MVE_PRE</b> <sub>e,v</sub>	Descrição	Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3. Determinação dos Valores a Liquidar

#### Objetivo:

Determinar os valores a liquidar decorrentes das negociações no âmbito do MVE, incluindo eventuais acertos financeiros do mecanismo.

#### Contexto:

Conforme determinado em ato normativo, as negociações serão objeto de liquidação centralizada no âmbito da CCEE, em data anterior ao início da contabilização do Mercado de Curto Prazo - MCP, de forma efetivar os montantes contratuais que tiveram seus respectivos pagamentos. Assim, se faz

necessário também obter os respectivos percentuais de assunção da inadimplência, além dos valores sobre acertos financeiros, ocasionados por não pagamentos em liquidação anteriores. A [Figura 7](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

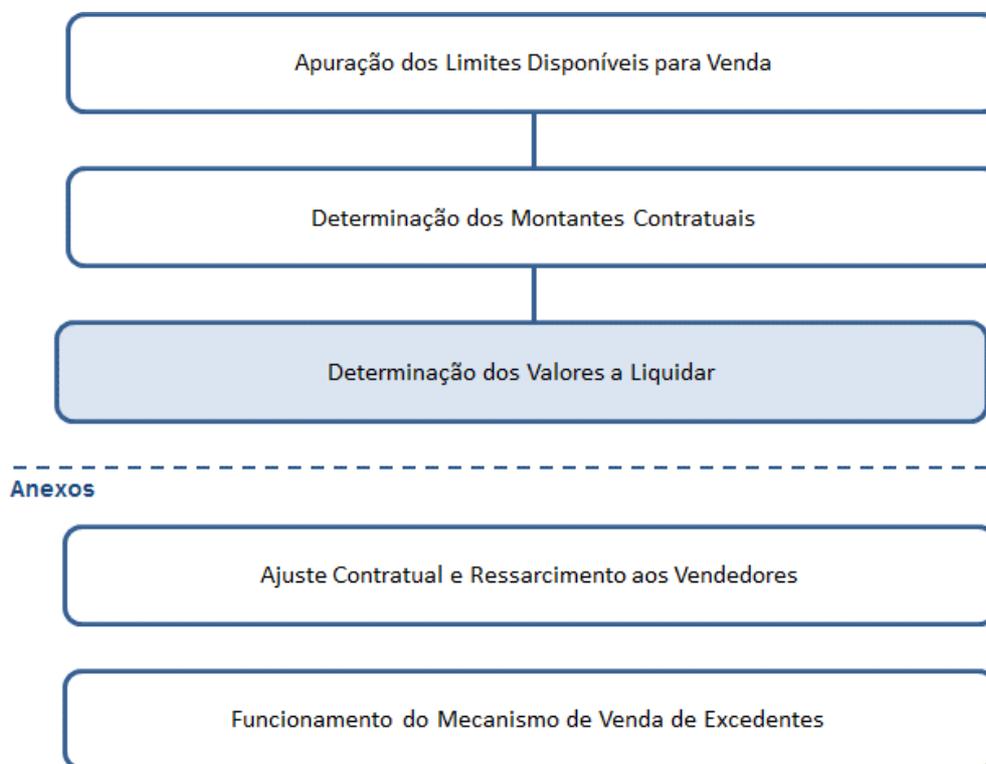


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Venda de Excedentes”

### 2.3.1. Detalhamento dos Valores a Liquidar

22. A apuração dos valores é necessária para realização da liquidação específica, bem como efetivar os contratos mediante prévio pagamento:
23. Conforme previsto na sistemática de preço discriminatório e no Anexo II, cada contrato será valorado em função do preço ofertado nos lances atendidos dos agentes compradores. Dessa forma, é necessário associar os preços ofertados aos respectivos contratos, conforme seguinte expressão:

*Para produtos de preço fixo:*

$$PRECO\_CT\_MVE_{e,v} = PRECO\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$$

*Para produtos de preço variável:*

$$SPREAD\_CT\_MVE_{e,v} = SPREAD\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$$

Onde:

$PRECO\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Preço do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

$SPREAD\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Spread do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

$PRECO\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Preço de Negociação do MVE associado ao lance de compra do perfil de agente “lc” no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$SPREAD\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Spread do Lance do Comprador resultante do MVE do perfil de agente “lc” no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

#### Determinação do valor total a receber referente às negociações do mês de apuração

24. O valor preliminar a receber pelo agente vendedor, para todos os produtos com preço fixo válido para o mês de apuração, é determinado pelo total do valor a receber de todos os produtos com essa característica, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE\_PF_{a,m} = \sum_s \sum_v \sum_{te} (VLR\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m})$$

Onde:

$VLR\_MVE\_PF_{a,m}$  é o Valor a Receber do MVE referente às negociações realizadas com Preço Fixo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE referente a produtos de Preço Fixo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo a produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

- 24.1. O valor preliminar a receber, para cada um dos produtos com preço fixo, pelo agente vendedor é determinado pelo montante resultante do produto de cada processamento e seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{e \in VINC\_V\_MVE} VLR\_MVE\_PF\_CT_{e,m}$$

$tp = \text{preço fixo}$

$\forall e \in a$

$\forall e \in s, x, v, te, tp$

Onde:

$VLR\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE referente a produtos de Preço Fixo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE\_PF\_CT_{e,m}$  é o Valor a Receber do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

“VINC\_V\_MVE” é conjunto de contratos de venda provenientes do MVE vinculados aos respectivos submercado “s”, tipo de energia “te”, tipo de preço “tp”, com vigência “v” do processamento “x”

- 24.1.1. O valor preliminar a receber, para cada um dos contratos com preço fixo é determinado pelo montante resultante do produto de cada contrato por seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE\_PF\_CT_{e,m} = MV\_MVE\_PRE_{e,v} * M\_HORAS_m * PRECO\_CT\_MVE_{e,v}$$

$\forall v \in m$  somente para contratos em suprimento

Onde:

VLR\_MVE\_PF\_CT<sub>e,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

MV\_MVE\_PRE<sub>e,v</sub> Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

PRECO\_CT\_MVE<sub>e,v</sub> é o Preço do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

25. O valor preliminar a receber pelo agente vendedor, para todos os produtos com preço variável válido para o mês de apuração, é determinado pelo total do valor a receber de todos os produtos com essa característica, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE\_PV_{a,m} = \sum_s \sum_v \sum_{te} VLR\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

VLR\_MVE\_PV<sub>a,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente às negociações realizadas com Preço Variável do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

VLR\_MVE\_PV\_PROD<sub>a,s,x,v,te,tp,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente a produtos de Preço Variável do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo a produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

- 25.1. O valor preliminar a receber, para cada um dos produtos com preço variável, pelo agente vendedor é determinado pelo montante resultante do produto de cada processamento, aplicado o PLD médio do mês e *spread* resultante do mecanismo, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{e \in VINC\_V\_MVE} VLR\_MVE\_PV\_CT_{e,m}$$

$tp = \text{preço variável}$

$$\forall e \in a$$

$$\forall e \in s, x, v, te, tp$$

Onde:

VLR\_MVE\_PV\_PROD<sub>a,s,x,v,te,tp,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente a produtos de Preço Variável do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

VLR\_MVE\_PF\_CT<sub>e,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

“VINC\_V\_MVE” é conjunto de contratos de venda provenientes do MVE vinculados aos respectivos submercado “s”, tipo de energia “te”, tipo de preço “tp”, com vigência “v” do processamento “x”

- 25.1.1. O valor preliminar a receber, para cada um dos contratos com preço variável é determinado pelo montante resultante do produto de cada contrato por seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE\_PV\_CT_{e,m} = MV\_MVE\_PRE_{e,v} * M\_HORAS_m * (PLD\_MS_{s,m} + SPREAD\_CT\_MVE_{e,v})$$

*∀v ∈ m somente para contratos em suprimento*

Onde:

VLR\_MVE\_PF\_CT<sub>e,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

MV\_MVE\_PRE<sub>e,v</sub> Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

PLD\_MS<sub>s,m</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal por submercado “s”, no mês de apuração “m”

SPREAD\_CT\_MVE<sub>e,v</sub> é o Spread do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

26. O valor preliminar a receber pelo agente vendedor, é a soma dos valores a receber dos produtos variáveis e o preço fixo, conforme seguinte equação:

$$VLR\_MVE_{a,m} = VLR\_MVE\_PF_{a,m} + VLR\_MVE\_PV_{a,m}$$

Onde:

VLR\_MVE<sub>a,m</sub> é o Valor a Receber do MVE do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

VLR\_MVE\_PF<sub>a,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente às negociações realizadas com Preço Fixo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

VLR\_MVE\_PV<sub>a,m</sub> é o Valor a Receber do MVE referente às negociações realizadas com Preço Variável do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

## Determinação do valor total a pagar referente às negociações do mês de apuração

27. O valor preliminar a pagar pelo agente comprador, para todos os produtos com preço fixo válido para o mês de apuração, é determinado pelo total do valor a receber de todos os produtos com essa característica, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE\_PF_{a,m} = \sum_s \sum_v \sum_{te} VLP\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$VLP\_MVE\_PF_{a,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente às negociações realizadas com Preço Fixo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente a produtos de Preço Fixo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo a produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

- 27.1. O valor preliminar a pagar, para cada um dos produtos com preço fixo, pelo agente comprador é determinado pelo montante resultante do produto de cada processamento e seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{e \in VINC\_C\_MVE} VLP\_MVE\_PF\_CT_{e,m}$$

$tp = \text{preço fixo}$

$\forall e \in a$

$\forall e \in s, x, v, te, tp$

Onde:

$VLP\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente a produtos de Preço Fixo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PF\_CT_{e,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

“VINC\_V\_MVE” é conjunto de contratos de venda provenientes do MVE vinculados aos respectivos submercado “s”, tipo de energia “te”, tipo de preço “tp”, com vigência “v” do processamento “x”

- 27.1.1. O valor preliminar a pagar, para cada um dos contratos com preço fixo é determinado pelo montante resultante do produto de cada contrato por seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE\_PF\_CT_{e,m} = MV\_MVE\_PRE_{e,v} * M\_HORAS_m * PRECO\_CT\_MVE_{e,v}$$

$\forall v \in m$  somente para contratos em suprimento

Onde:

$VLP\_MVE\_PF\_CT_{e,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

$MV\_MVE\_PRE_{e,v}$  Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

$PRECO\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Preço do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

28. O valor preliminar a pagar pelo agente comprador, para todos os produtos com preço variável válido para o mês de apuração, é determinado pelo total do valor a receber de todos os produtos com essa característica, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE\_PV_{a,m} = \sum_s \sum_v \sum_{te} VLP\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$VLP\_MVE\_PV_{a,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente às negociações realizadas com Preço Variável do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente a produtos de Preço Variável do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial ou Convencional Especial)

“tp” é a dimensão de tipo de preço relativo a produto (Preço Fixo ou Variável - PLD + “spread” fixo)

- 28.1. O valor preliminar a pagar, para cada um dos produtos com preço variável, pelo agente comprador é determinado pelo montante resultante do produto de cada processamento e seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{e \in VINC\_C\_MVE} VLP\_MVE\_PV\_CT_{e,m}$$

$tp = \text{preço variável}$

$\forall e \in a$

$\forall e \in s, x, v, te, tp$

Onde:

$VLP\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente a produtos de Preço Variável do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PF\_CT_{e,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

“VINC\_C\_MVE” é conjunto de contratos de compra provenientes do MVE vinculados aos respectivos submercado “s”, tipo de energia “te”, tipo de preço “tp”, com vigência “v” do processamento “x”

- 28.1.1. O valor preliminar a pagar, para cada um dos contratos com preço variável é determinado pelo montante resultante do produto de cada contrato por seu respectivo preço, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE\_PV\_CT_{e,m} = MV\_MVE\_PRE_{e,v} * M\_HORAS_m * (PLD\_MS_{s,m} + SPREAD\_CT\_MVE_{e,v})$$

$\forall v \in m$  somente para contratos em suprimento

Onde:

VLP\_MVE\_PV\_CT<sub>e,m</sub> é o Valor a Pagar do MVE referente ao Contrato com Preço Fixo, para o contrato “e”, no mês de apuração “m”

MV\_MVE\_PRE<sub>e,v</sub> Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

M\_HORAS<sub>m</sub> é a Quantidade de horas no mês de apuração “m”

PLD\_MS<sub>s,m</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal por submercado “s”, no mês de apuração “m”

SPREAD\_CT\_MVE<sub>e,v</sub> é o Spread do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

29. O valor preliminar a pagar pelo agente comprador, é a soma dos valores a receber dos produtos variáveis e o preço fixo, conforme seguinte equação:

$$VLP\_MVE_{a,m} = VLP\_MVE\_PV_{a,m} + VLP\_MVE\_PF_{a,m}$$

Onde:

VLP\_MVE<sub>a,m</sub> é o Valor a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

VLP\_MVE\_PV<sub>a,m</sub> é o Valor a Pagar do MVE referente às negociações realizadas com Preço Fixo do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

VLP\_MVE\_PF<sub>a,m</sub> é o Valor a Pagar do MVE referente às negociações realizadas com Preço Variável do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

### Determinação dos ajustes

30. Os ajustes no âmbito do Mecanismo de Venda de Excedentes são utilizados para tratar valores de ressarcimento de liquidações anteriores ainda em aberto, bem como tratar decisões de cunho administrativo e judicial, conforme o caso.
31. O ajuste devido a inadimplência de ressarcimento anterior é rateado para cada perfil do comprador, na proporção dos seus débitos anteriores, conforme seguinte expressão:

$$VALOR\_INAD\_PERF\_MVE_{a,m} = (TOT\_RESS\_PAG\_MVE_{a,m-1} + TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m-1}) * F\_INAD\_EFE\_MVE_{a,m-1}$$

Onde:

$VALOR\_INAD\_PERF\_MVE_{a,m}$  é o Valor de Inadimplência por perfil do MVE do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_PAG\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ressarcimento a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ajustes do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$F\_INAD\_EFE\_MVE_{\alpha,m}$  é o Fator de Inadimplência Efetiva do agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

32. Da mesma maneira deve ser verificado o montante de inadimplência por produtos, na proporção dos débitos de cada um dos produtos com relação ao déficit total, considerando o mês anterior, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} & VALOR\_INAD\_PROD\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m} \\ & = VALOR\_INAD\_PERF\_MVE_{a,m} \\ & \quad * \frac{VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}}{\sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}} \end{aligned}$$

Onde:

$VALOR\_INAD\_PROD\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor de Inadimplência do Produto do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VALOR\_INAD\_PERF\_MVE_{a,m}$  é o Valor de Inadimplência por perfil do MVE do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE Ajustado de cada Produto do perfil de agente a, no mês de apuração “m” do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp” no mês de apuração “m”

33. Além disso, se faz necessário ratear a inadimplência para cada um dos vendedores daqueles produtos, na proporção dos créditos do vendedor daquele produto com relação ao total, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} & AJUSTE\_INAD\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} \\ & = VALOR\_INAD\_PROD\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m} * F\_VEND\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m-1} \end{aligned}$$

Onde:

$AJUSTE\_INAD\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste por Inadimplência do Produto do MVE entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VALOR\_INAD\_PROD\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor de Inadimplência do Produto do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$F\_VEND\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Fator do Vendedor no MVE de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“ac” é o perfil comprador do referido produto

“av” é o perfil vendedor do referido produto

34. Além disso, os ajustes finais, entre cada um dos perfis compradores e vendedores do mecanismo, considerando além dos ajustes por inadimplência, os valores inseridos para atendimento de decisões administrativas e judiciais, conforme seguinte equação:

$$AJUSTE\_MVE\_F_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} = AJUSTE\_INAD\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} + AJUSTE\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$AJUSTE\_MVE\_F_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste do MVE Final entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_INAD\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste por Inadimplência do Produto do MVE entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste por Produto do MVE entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“ac” é o perfil comprador do referido produto

“av” é o perfil vendedor do referido produto

35. Para cada perfil de agente e produto são consolidados ajustes, agrupando todos os vendedores e compradores, conforme seguintes equações:

*Para o perfil de agente “a” comprador no MVE*

$$AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{av} AJUSTE\_MVE\_F_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$$

$$a = ac$$

*Para o perfil de agente “a” vendedor no MVE*

$$AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{ac} AJUSTE\_MVE\_F_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$$

$$a = av$$

Onde:

$AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$AJUSTE\_MVE\_F_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste do MVE Final entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“ac” é o perfil comprador do referido produto

“av” é o perfil vendedor do referido produto

36. Por fim, são consolidados todos os ajustes, de cada perfil de agente, conforme seguinte equação:

$$TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m} = \sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ajustes do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“ac” é o perfil comprador do referido produto

“av” é o perfil vendedor do referido produto

### Determinação do valor total a liquidar

37. O valor total a receber para o agente vendedor é determinado pela soma dos valores a receber referente as negociações válidas para o mês de apuração, o total de ressarcimento a receber devido a redução de contratos do mês anterior, e o ajuste devido a inadimplência e demais considerações, conforme seguinte equação:

$$V\_TOT\_REC\_MVE_{a,m} = VLR\_MVE_{a,m} + TOT\_RESS\_REC\_MVE_{a,m-1} + TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m}$$

Onde:

$V\_TOT\_REC\_MVE_{a,m}$  é o Valor Total a Receber do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE_{a,m}$  é o Valor a Receber do MVE do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_REC\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ressarcimento a Receber do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m-1”

$TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ajustes do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

38. O valor total a pagar para o agente comprador é determinado pela soma dos valores a receber referente as negociações válidas para o mês de apuração, o total de ressarcimento a pagar devido redução de contratos do mês anterior, e o ajuste devido a inadimplência e demais considerações, conforme seguinte equação:

$$V\_TOT\_PAG\_MVE_{a,m} = VLP\_MVE_{a,m} + TOT\_RESS\_PAG\_MVE_{a,m-1} + TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m}$$

Onde:

$V\_TOT\_PAG\_MVE_{a,m}$  é o Valor Total a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE_{a,m}$  é o Valor a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$TOT\_RESS\_PAG\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ressarcimento a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m-1”

$TOT\_AJUSTES\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ajustes do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

39. O valor total a liquidar para cada agente corresponderá ao somatório dos valores totais a pagar e a receber, conforme seguinte equação:

$$TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m} = \sum_{\alpha \in A\alpha} (V\_TOT\_REC\_MVE_{\alpha,m} - V\_TOT\_PAG\_MVE_{\alpha,m})$$

Onde:

$TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m}$  é o Total a Liquidar no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$V\_TOT\_PAG\_MVE_{a,m}$  é o Valor Total a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$V\_TOT\_REC\_MVE_{a,m}$  é o Valor Total a Receber do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Caso a distribuidora vendedora possua inadimplência em liquidações anteriores na CCEE, o valor a receber no MVE será utilizado para abatimento dos valores em aberto.

O crédito será utilizado para abatimento de todas as liquidações, proporcional aos seus débitos.

#### **Determinação do percentual de inadimplência**

40. Uma vez caracterizada inadimplência do mecanismo a dívida é bilateralizada, ou seja, os valores serão rateados apenas para aqueles vendedores, que negociaram em produtos cujo o comprador não realizou o pagamento.
41. Inicialmente é necessário realizar a proporção do valor total a ser pago com relação a cada produto sobre o qual o agente comprador tem participação. Assim, o Fator de Proporcionalização do Comprador no MVE de cada produto é determinado conforme seguinte equação:

$$F\_COMP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \frac{VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}}{(-1) * TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m}}$$

Onde:

$F\_COMP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Fator do Comprador no MVE de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE Ajustado de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m}$  é o Total a Liquidar no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

41.1. O Valor a Pagar referente ao MVE por produto é ajustado, tanto pelo ressarcimento do mês anterior, quanto para os ajustes que foram proporcionalizados, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m} \\ = VLP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} + RESS\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m-1} \\ + AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} \end{aligned}$$

Onde:

$VLP\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE Ajustado de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$RESS\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a Pagar do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m-1”

$AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

41.1.1. O Valor a pagar por produto é apurado, considerando o valor a ser pago, para cada tipo de preço, energia, vigência e processamento, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} VLP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} \\ = VLP\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} + VLP\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} \end{aligned}$$

Onde:

$VLP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente a produtos de Preço Variável do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLP\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Pagar do MVE referente a produtos de Preço Fixo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

42. Da mesma forma, apura-se para o vendedor a proporção a receber de cada produto com relação aos vendedores daquele produto. Assim, o Fator de Proporcionalização do Vendedor no MVE de cada produto é determinado conforme seguinte equação:

$$F\_VEND\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} = \frac{VLR\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}}{\sum_a VLR\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}}$$

Onde:

$F\_VEND\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Fator do Vendedor no MVE de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE Ajustado de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

- 42.1. O Valor a Receber referente ao MVE por produto é ajustado, tanto pelo ressarcimento do mês anterior, quanto para os ajustes que foram proporcionalizados, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} VLR\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m} \\ = VLR\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} + RESS\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m-1} \\ + AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} \end{aligned}$$

Onde:

$VLR\_MVE\_PROD\_AJU_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE Ajustado de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$RESS\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a Receber do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m-1”

$AJUSTES\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ajuste do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

- 42.1.1. O Valor a receber por produto é apurado, considerando o valor a ser recebido, para cada tipo de preço, energia, vigência e processamento, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} VLR\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} \\ = VLR\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} + VLR\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} \end{aligned}$$

Onde:

$VLR\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE por Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE\_PV\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE referente a produtos de Preço Variável do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$VLR\_MVE\_PF\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Valor a Receber do MVE referente a produtos de Preço Fixo do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

43. Determina-se o fator que relaciona cada perfil de comprador e vendedor no mês, entre todos os perfis agentes participantes do mecanismo, conforme seguinte equação:

$$F\_REL\_VEND\_COMP_{av,ac,m} = \sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} (F\_VEND\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m} * F\_COMP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m})$$

Onde:

$F\_REL\_VEND\_COMP_{av,ac,m}$  é o Fator Relacional entre o Vendedor e Comprador, para o perfil de agente vendedor “av” e o perfil de agente comprador “ac”, no mês de apuração “m”

$F\_VEND\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Fator do Vendedor no MVE de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$F\_COMP\_MVE\_PROD_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Fator do Comprador no MVE de cada Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

“ac” é o perfil comprador do referido produto

“av” é o perfil vendedor do referido produto

44. Por fim, o fator de inadimplência total da liquidação, entre os agentes participantes do mecanismo, considera a soma dos perfis de agentes, conforme seguinte equação:

$$F\_INAD\_TOT_{\alpha,\alpha^*,m} = \sum_{av \in A\alpha} \sum_{ac \in A\alpha^*} F\_REL\_VEND\_COMP_{av,ac,m}$$

Onde:

$F\_INAD\_TOT_{\alpha,\alpha^*,m}$  é o Fator de Inadimplência Total, entre o agente vendedor “ $\alpha$ ”, e o agente comprador “ $\alpha^*$ ”, no mês de apuração “m”

$F\_REL\_VEND\_COMP_{av,ac,m}$  é o Fator Relacional entre o Vendedor e Comprador, para o perfil de agente vendedor “av” e o perfil de agente comprador “ac”, no mês de apuração “m”

“ $\alpha^*$ ” representa o agente comprador no MVE

“A $\alpha$ ” é o conjunto de perfis de agente “a” associados ao Agente “ $\alpha$ ”

### 2.3.2. Dados de Entrada da Determinação dos Valores a Liquidar

<b>Ajuste por Produto do MVE</b>		
<b>AJUSTE_MVE</b> <sub>ac,av,s,x,v</sub> ,te,tp,m	Descrição	Ajuste por Produto do MVE entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator da Inadimplência Efetiva</b>		
<b>F_INAD_EFE_MVE</b> <sub><math>\alpha</math></sub> m	Descrição	Fator da Inadimplência Efetiva do agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Percentual
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores)
	Valores Possíveis	Entre 0 e 1
<b>Quantidade de horas</b>		
<b>M_HORAS</b> <sub>m</sub>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m”
	Unidade	Horas
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Montante Preliminar da Vigência</b>		
<b>MV_MVE_PRE</b> <sub>e,v</sub>	Descrição	Montante Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”
	Unidade	MW Médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>PRECO_MVE</b> <sub>s,x,v,te,tp</sub> <b>Preço resultante do MVE</b>		

	Descrição	Preço resultante do MVE no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes)
	Valores Possíveis	Positivos

#### Ressarcimento a receber ao MVE

<b>RESS_REC_MVE</b> <sub>a,s,x,v</sub> ,te,tp,m	Descrição	Ressarcimento a Receber ao MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Anexo I - Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### Spread resultante do MVE

<b>SPREAD_MVE</b> <sub>s,x,v,te,t</sub> p	Descrição	Spread resultante do MVE no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Total de Ressarcimento a Receber do MVE

<b>TOT_RESS_REC_MV</b> E <sub>a,m</sub>	Descrição	Total de Ressarcimento a Receber do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Anexo I - Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.3.3. Dados de Saída da Determinação dos Valores a Liquidar

Fator de Inadimplência Total	
$F\_INAD\_TOT_{\alpha,\alpha^*,m}$	Descrição
	Fator de Inadimplência Total, entre o agente vendedor “ $\alpha^*$ ”, e o agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade
	-
	Valores Possíveis
	Entre 0 e 1

## 3. Anexos

### 3.1. ANEXO I - Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores

#### Objetivo:

Apurar as reduções contratuais, bem como os eventuais ressarcimentos, em caso do não cumprimento das obrigações no Mecanismo de Venda de Excedentes

#### Contexto:

Caso ocorra inadimplência na liquidação no mês de apuração, os contratos do comprador, também do mês de referência, serão reduzidos na proporção do inadimplemento. Destaca-se que o inadimplemento é objeto de descumprimento de obrigação, sendo sujeito as demais sanções cabíveis, inclusive desligamento por descumprimento da CCEE. A [Figura 8](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

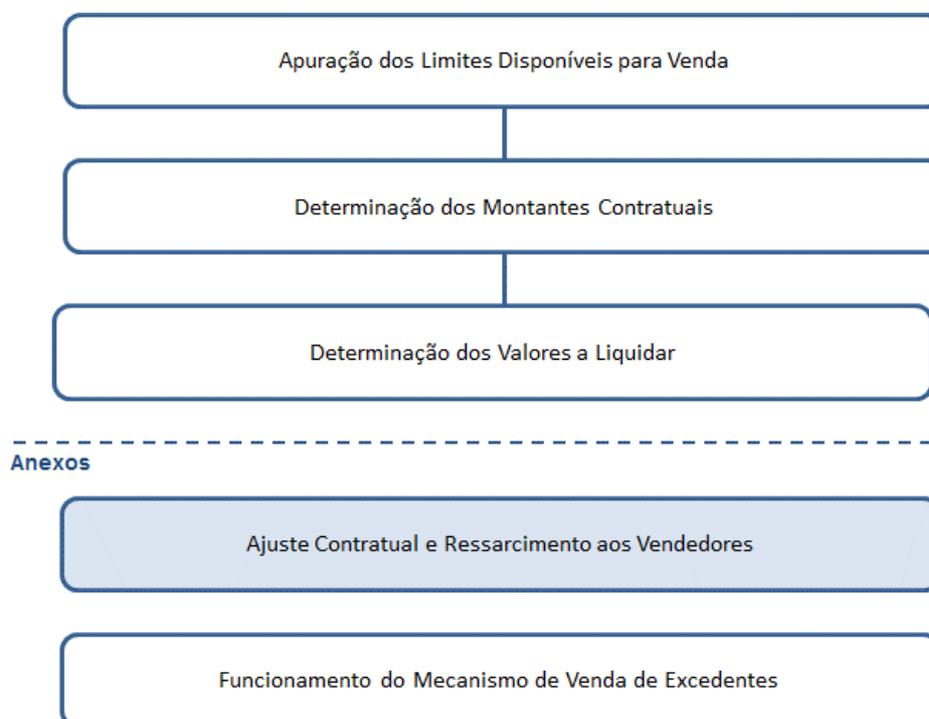


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Venda de Excedentes”

### 3.1.1. Detalhamento dos ajustes de contratos

45. A determinação dos ajustes contratuais, ocasionados por inadimplência na liquidação do MVE, são realizados conforme seguintes comandos:
46. Realizada a liquidação do MVE, em caso de inadimplência do agente na CCEE, os contratos nos quais eles são compradores serão ajustados proporcionalmente, impactando somente os vendedores vencedores dos produtos nos quais possui participação.
47. De forma a não realizar priorização entre os produtos do mecanismo, todos os agentes que venderem em produto no qual o comprador inadimplente participa, serão impactos na mesma proporção.

### Ajuste dos CCEALs

48. Para realizar o ajuste de todos os contratos CCEALs, cujo comprador é participante do mecanismo é necessário verificar o percentual da inadimplência efetiva de cada comprador no âmbito do MVE, que verifica o valor inadimplente com o total que deveria ser pago, conforme a seguinte equação:

$$F\_INAD\_EFE\_MVE_{\alpha,m} = \frac{VALOR\_INAD\_MVE_{\alpha,m}}{(-1) * TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m}}$$

Onde:

$F\_INAD\_EFE\_MVE_{\alpha,m}$  é o Fator da Inadimplência Efetiva do agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$VALOR\_INAD\_MVE_{\alpha,m}$  é o Valor da Inadimplência no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m}$  é o Total a Liquidar do MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 48.1. O Montante da Inadimplência pode ser verificado pela diferença positiva entre o montante devido e aquele que foi efetivamente pago:

$$VALOR\_INAD\_MVE_{\alpha,m} = \max((-1) * TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m} - |TOT\_EFE\_PAG\_MVE_{\alpha,m}|; 0)$$

Onde:

$VALOR\_INAD\_MVE_{\alpha,m}$  é o Valor da Inadimplência no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_EFE\_PAG\_MVE_{\alpha,m}$  é o Total Efetivo para Pagamento no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$TOT\_LIQ\_MVE_{\alpha,m}$  é o Total a Liquidar do MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

49. Dessa forma, todos os contratos do comprador inadimplente com a contraparte central serão ajustados de forma proporcional ao da inadimplência, conforme a seguinte equação:

$$AJU\_M\_MVE_{e,m} = F\_INAD\_EFE\_MVE_{\alpha,m} * MV\_MVE\_PRE_{e,v} - ADDC\_MV\_MVE_{e,m}$$

$$\forall v \in m$$

Onde:

$AJU\_M\_MVE_{e,m}$  é o Ajuste do Montante do MVE do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$F\_INAD\_EFE\_MVE_{\alpha,m}$  é o Fator da Inadimplência Efetiva do agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$MV\_MVE\_PRE_{e,v}$  Montante do MVE Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

$ADDC\_MV\_MVE_{e,m}$  é o Ajuste Contratual do MVE Decorrente de Deliberação do CAAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para os contratos “e”, no mês de apuração “m”

“e” são todos os contratos de compra provenientes do MVE de cada perfil de agente “a”, pertencente ao agente “ $\alpha$ ”

### Apuração do montante final do contrato

50. O montante final dos CCEALs originados pelo MVE, será determinado pelo montante original resultante do mecanismo subtraído do ajuste em caso de inadimplência, conforme seguinte expressão:

$$MV_{e,v} = MV\_MVE\_PRE_{e,v} - AJU\_M\_MVE_{e,m}$$

$$v = m$$

Onde:

$MV_{e,v}$  é o Montante da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

$MV\_MVE\_PRE_{e,v}$  Montante do MVE Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”

$AJU\_M\_MVE_{e,m}$  é o Ajuste do Montante do MVE do contrato “e”, no mês de apuração “m”

#### **Importante:**

Em caso de ajuste do contrato por inadimplência será criada uma nova vigência, válida apenas para o respectivo mês.

### 3.1.2. Ressarcimento devido ao ajuste de contratos do mês

51. Conforme normativo em vigência, caso o comprador que tenha seu contrato ajustado por inadimplência na liquidação do mecanismo, também pode arcar com um ressarcimento aos respectivos agentes vendedores.
52. O ressarcimento ocorrerá apenas nos casos em que o PLD médio do submercado da distribuidora for menor que o preço de venda do produto negociado no âmbito do MVE.
53. Do ponto de vista do comprador, o total de ressarcimentos a serem pagos é determinado pela soma dos ressarcimentos de cada um dos produtos, conforme seguinte equação:

$$TOT\_RESS\_PAG\_MVE_{a,m} = \sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} RESS\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$TOT\_RESS\_PAG\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ressarcimento a Pagar do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$RESS\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a Pagar do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

53.1. O Ressarcimento a ser pago, para cada comprador referente a cada produto, é determinado pelo somatório do ressarcimento do par do perfil de agente vendedor para o agente comprador vinculado ao mesmo produto, conforme seguinte equação:

$$RESS\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{av} RESS\_DEV\_MVE\_P_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$$

$$a = av$$

Onde:

$RESS\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a Pagar do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$RESS\_DEV\_MVE\_P_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento Devido do par do MVE do perfil de agente comprador “ac”, vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

53.2. O Ressarcimento entre compradores e vendedores em cada produto é determinado pelo montante de ajuste de contrato do mês pelo preço do ressarcimento vinculado ao mesmo produto, conforme seguinte equação:

$$RESS\_P\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{e \in VINC\_V\_MVE} \sum_{e \in VINC\_C\_MVE} (AJU\_M\_MVE_{e,m} * M\_HORAS_m * PRIC\_RESS\_CT\_MVE_{e,v})$$

$\forall v \in m$  somente para contratos em suprimento

$\forall e \in a$

$\forall e \in s, x, v, te, tp$

Onde:

$RESS\_P\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento do Par do MVE do perfil de agente comprador “ac”, para o agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$AJU\_M\_MVE_{e,m}$  é o Ajuste do Montante do MVE do contrato “e”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas do mês “m”

$PRIC\_RESS\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Preço do Ressarcimento referente ao contrato do MVE do contrato “e”, válido para vigência “v”

“VINC\_V\_MVE” é conjunto de contratos de venda provenientes do MVE vinculados aos respectivos submercado “s”, tipo de energia “te”, tipo de preço “tp”, com vigência “v” do processamento “x”

“VINC\_C\_MVE” é conjunto de contratos de compra provenientes do MVE vinculados aos respectivos submercado “s”, tipo de energia “te”, tipo de preço “tp”, com vigência “v” do processamento “x”

“s” é o submercado de registro do contrato “e”

“te” é tipo de energia vinculado ao contrato “e”

“tp” é o tipo de preço vinculado ao contrato “e”

54. Do ponto de vista do vendedor o total de ressarcimentos a serem recebidos é determinado pela soma dos ressarcimentos de cada um dos produtos, conforme seguinte equação:

$$TOT\_RESS\_REC\_MVE_{a,m} = \sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} RESS\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$TOT\_RESS\_REC\_MVE_{a,m}$  é o Total de Ressarcimento a Receber do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”

$RESS\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a Receber do MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

- 54.1. O Ressarcimento a receber, para cada vendedor referente a cada produto, é determinado pelo somatório do ressarcimento do par do perfil de agente comprador para o agente vendedor vinculado ao mesmo produto, conforme seguinte equação:

$$RESS\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{ac} RESS\_DEV\_MVE\_P_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$$

$$a = ac$$

Onde:

$RESS\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a Receber ao MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$RESS\_DEV\_MVE\_P_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento Devido do par do MVE do perfil de agente comprador “ac”, vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

55. O Preço do Ressarcimento referente ao contrato do MVE é apurado verificando a diferença positiva entre o Preço de Venda e o PLD do submercado no mês, conforme seguinte equação:

*Para tp vinculado a preço fixo*

$$PRIC\_RESS\_CT\_MVE_{e,v} = \max\left(0; (PRECO\_CT\_MVE_{e,v} - PLD\_MS_{s,m})\right)$$

*Para tp vinculado a preço variável*

$$PRIC\_RESS\_CT\_MVE_{e,v} = \max\left(0; SPREAD\_CT\_MVE_{e,v}\right)$$

Onde:

$PRIC\_RESS\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Preço do Ressarcimento referente ao contrato do MVE do contrato “e”, válido para vigência “v”

$PLD\_MS_{s,m}$  é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal por submercado “s”, no mês de apuração “m”

$PRECO\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Preço do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

$SPREAD\_CT\_MVE_{e,v}$  é o Spread do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

### Consolidação dos Ressarcimento devido aos ajustes contratuais

56. O Ressarcimento Devido aos ajustes contratuais do MVE para cada relação entre comprador e vendedor em um determinado produto corresponde aos ressarcimentos inadimplidos de períodos passados acrescidos do ressarcimento a ser pago ao MVE no mês corrente, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} RESS\_DEV\_MVE\_P_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} \\ &= RESS\_INAD\_P\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} \\ &+ RESS\_P\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} \end{aligned}$$

Onde:

$RESS\_DEV\_MVE\_P_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento Devido do par do MVE do perfil de agente comprador “ac”, vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

$RESS\_INAD\_P\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  são os Ressarcimentos Inadimplidos Pendentes do MVE do perfil de agente comprador “ac”, vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

$RESS\_P\_MVE_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a ser pago ao MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

56.1. Os Ressarcimentos Inadimplidos Pendentes do MVE correspondem aos ressarcimentos inadimplidos de períodos passados somados ao ressarcimento a ser pago ao MVE do mês anterior, ambos rateados em função do fator da inadimplência do mês anterior e acrescidos dos respectivos encargos moratórios, conforme seguinte equação:

$$\begin{aligned} & \mathbf{RESS\_INAD\_P\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m} \\ &= \left( \mathbf{RESS\_INAD\_P\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m-1} \right. \\ & \quad \left. + \mathbf{RESS\_P\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m-1} \right) * \mathbf{F\_INAD\_EFE\_MVE}_{\alpha,m-1} \\ & \quad + \mathbf{ENC\_MOR\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m,mr} \end{aligned}$$

Onde:

$\mathbf{RESS\_INAD\_P\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  são os Ressarcimentos Inadimplidos Pendentes do MVE do perfil de agente comprador “ac”, vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

$\mathbf{RESS\_P\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m}$  é o Ressarcimento a ser pago ao MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês “m”

$\mathbf{F\_INAD\_EFE\_MVE}_{\alpha,m}$  é o Fator da Inadimplência Efetiva do agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$\mathbf{ENC\_MOR\_MVE}_{ac,av,s,x,v,te,tp,m,mr}$  são os Encargos Moratórios aplicados aos Ressarcimentos Inadimplentes de meses Passados do MVE entre o perfil de agente comprador “ac” e o perfil do agente vendedor “av”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”, referente ao mês de referencia dos dados recontabilizados ou ajustados “mr”

### 3.1.3. Cálculo da multa rescisória para cobrança bilateral em casos de desligamento do agente comprador

57. Conforme normativo em vigência, caso um agente comprador do MVE venha a ser desligado em função do descumprimento de alguma obrigação, este ficará obrigado a pagar aos respectivos agentes vendedores penalidade de multa por resolução contratual pelo período remanescente compreendido entre a data do seu desligamento e o término do contrato.
58. Do ponto de vista do vendedor, o total da penalidade de multa rescisória por resolução contratual a ser recebida será determinado pela soma das penalidades apuradas em cada um dos produtos, conforme seguinte equação:

$$\mathbf{TPEN\_REC\_MVE}_{a,m} = \sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} \mathbf{PEN\_REC\_MVE}_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$\mathbf{TPEN\_REC\_MVE}_{a,m}$  é o Total de Penalidades a Receber por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$PEN\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é a Penalidade a Receber por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

58.1. A penalidade de multa rescisória por resolução contratual a ser recebida pelo vendedor cujo comprador venha a ser desligado por descumprimento de obrigação será apurada para cada produto, sendo determinada pelo montante remanescente do contrato valorado pelo preço da multa por rescisão contratual, conforme seguinte equação:

$$PEN\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{v \in v\_fim} \left( \sum_{\substack{e \in CCEAL \\ e \in MVE}} MV_{e,v} * V\_HORAS_v \right) * PRIC\_PRC\_MVE_{e,v}$$

$\forall v$  entre a data de finalização do contrato e o término de seu suprimento

$\forall e \in a$

$\forall e \in s, x, v, te, tp$

Onde:

$PEN\_REC\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é a Penalidade a Receber por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na Vigência “v” compreendida pelo período de vigência do contrato

$PRIC\_PRC\_MVE_{e,v}$  é o Preço da Penalidade por Rescisão Contratual no MVE do contrato “e”, válido para vigência “v”

“v\_fim” é o período compreendido entre a data de finalização do contrato e o término de seu suprimento

“MVE” é o conjunto de contratos negociados no MVE

59. Do ponto de vista do comprador, o total da penalidade de multa rescisória por resolução contratual a ser paga será determinado pela soma das penalidades apuradas em cada um dos produtos, conforme seguinte equação:

$$TPEN\_PAG\_MVE_{a,m} = \sum_s \sum_x \sum_v \sum_{te} \sum_{tp} PEN\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$$

Onde:

$TPEN\_PAG\_MVE_{a,m}$  é o Total de Penalidades a Pagar por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”

$PEN\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é a Penalidade a Pagar por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

59.1. A penalidade de multa rescisória por resolução contratual a ser paga pelo comprador que venha a ser desligado por descumprimento de obrigação será apurada para cada produto, sendo determinada pelo montante remanescente do contrato valorado pelo preço da multa por rescisão contratual, conforme seguinte equação:

$$PEN\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m} = \sum_{v \in v\_fim} \left( \sum_{\substack{e \in CCEAL \\ e \in MVE}} MV_{e,v} * V\_HORAS_v \right) * PRIC\_PRC\_MVE_{e,v}$$

$\forall v$  entre a data de finalização do contrato e o término de seu suprimento

$\forall e \in a$

$\forall e \in s, x, v, te, tp$

Onde:

$PEN\_PAG\_MVE_{a,s,x,v,te,tp,m}$  é a Penalidade a Pagar por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”

$MV_{e,v}$  é o Montante na Vigência do contrato “e”, na vigência “v”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas da Vigência “v” compreendida pelo período de vigência do contrato

$PRIC\_PRC\_MVE_{e,v}$  é o Preço da Penalidade por Rescisão Contratual no MVE do contrato “e”, válido para vigência “v”

“v\_fim” é o período compreendido entre a data de finalização do contrato e o término de seu suprimento

“MVE” é o conjunto de contratos negociados no MVE

59.2. O Preço da Penalidade referente a rescisão contratual será igual ao fator de referência para multa por resolução contratual multiplicado pelo valor do preço de venda médio da energia até o mês de desligamento do agente, conforme seguinte equação:

*Para tp vinculado a preço fixo*

$$PRIC\_PRC\_MVE_{e,v} = F\_MRES\_CT_m * PRECO\_CT\_MVE_{e,v}$$

*Para tp vinculado a preço variável*

$$PRIC\_PRC\_MVE_{e,v} = F\_MRES\_CT_m * \frac{\sum_{m \in ini\_v\_fct} (PLD\_MS_{s,m} + SPREAD\_CT\_MVE_{e,v})}{MESES\_VIG_{e,v}}$$

$\forall e \in a$

$v = m$

Onde:

$PRIC\_PRC\_MVE_{e,v}$  é o Preço da Penalidade por Rescisão Contratual no MVE do contrato “e”, válido para vigência “v”

F\_MRES\_CT<sub>m</sub> Fator de referência para multa por resolução contratual, no mês de apuração “m”

PRECO\_CT\_MVE<sub>e,v</sub> é o Preço do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

PLD\_MS<sub>s,m</sub> é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal por submercado “s”, no mês de apuração “m”

SPREAD\_CT\_MVE<sub>e,v</sub> é o Spread do Contrato resultante do MVE para o contrato “e”, válido para vigência “v”

MESES\_VIG<sub>e,v</sub> é o número de meses do contrato “e”, válido para vigência “v”

”ini\_v\_fct” corresponde ao somatório dos preços do primeiro até último mês de vigência do contrato “e”

### 3.1.4. Dados de Entrada do Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores

<b>Ajuste contratual do MVE Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas</b>	
<b>ADDC_MV_MVE<sub>e,m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Ajuste Contratual do MVE Decorrente de Deliberação do CAde, Decisões Judiciais ou Administrativas para os contratos “e”, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> MW</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos, Negativos ou Zero</p>
<b>Fator de referência para multa por resolução contratual</b>	
<b>F_MRES_CT<sub>m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Fator de referência para multa por resolução contratual, no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> n.a.</p> <p><b>Fornecedor</b> ANEEL</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos</p>
<b>Quantidade de horas</b>	
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	<p><b>Descrição</b> Quantidade de horas no mês de apuração “m”</p> <p><b>Unidade</b> Horas</p> <p><b>Fornecedor</b> CCEE</p> <p><b>Valores Possíveis</b> Positivos</p>
<b>MESES_VIG<sub>e,v</sub></b>	<b>Número de meses</b>

	Descrição	Número de meses do contrato “e”, válido para vigência “v”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Montante na Vigência do contrato</b>	
<b>MV<sub>e,v</sub></b>	Descrição	Montante do contrato “e”, na vigência “v”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Montante do MVE Preliminar da Vigência</b>	
<b>MV_MVE_PRE<sub>e,v</sub></b>	Descrição	Montante do MVE Preliminar da Vigência do contrato “e”, válido para vigência “v”
	Unidade	MW
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal de um Submercado</b>	
<b>PLD_MS<sub>s,m</sub></b>	Descrição	Preço de Liquidação das Diferenças Médio Mensal por submercado “s”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Preço resultante do MVE</b>	
<b>PRECO_MVE<sub>s,x,v,te,tp</sub></b>	Descrição	Preço resultante do MVE no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes)
	Valores Possíveis	Positivos

<b>Spread resultante do MVE</b>		
<b>SPREAD_MVE</b> <sub>s,x,v,te,t</sub> p	Descrição	Spread resultante do MVE no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Total Efetivo para Pagamento no MVE</b>		
<b>TOT_EFE_PAG_MVE</b> $\alpha, m$	Descrição	Total Efetivo para Pagamento no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total a Liquidar no MVE</b>		
<b>TOT_LIQ_MVE</b> $\alpha, m$	Descrição	Total a Liquidar no MVE do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Determinação dos Valores a Liquidar)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade de Horas da Vigência</b>		
<b>V_HORAS</b> <sub>v</sub>	Descrição	Quantidade de Horas da Vigência “v” compreendida pelo período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.1.5. Dados de Saída do Ajuste Contratual e Ressarcimento aos Vendedores

<b>Fator da Inadimplência Efetiva</b>		
<b>F_INAD_EFE_MVE</b> $\alpha, m$	Descrição	Fator da Inadimplência Efetiva do agente comprador “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	Percentual

	Valores Possíveis	Entre 0 e 1
<b>Ressarcimento a receber ao MVE</b>		
<b>RESS_REC_MVE<sub>a,s,x,v</sub></b> <small>,te,tp,m</small>	Descrição	Ressarcimento a Receber ao MVE do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Penalidades a Pagar por Resolução Contratual no MVE</b>		
<b>TPEN_PAG_MVE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Penalidades a Pagar por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Penalidades a Receber por Resolução Contratual no MVE</b>		
<b>TPEN_REC_MVE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Penalidades a Receber por Resolução Contratual no MVE referente ao perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Total de Ressarcimento a Receber do MVE</b>		
<b>TOT_RESS_REC_MVE<sub>a,m</sub></b>	Descrição	Total de Ressarcimento a Receber do MVE do perfil agente “a”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3.2. ANEXO II - Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes

#### Objetivo:

Descrever conceitualmente o funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes e a atualização das quantidades disponíveis para negociação no mecanismo, além de outras informações complementares à sistemática anexa ao ato normativo em vigor.

#### Contexto:

A venda de excedentes ocorrerá de modo centralizado através de um mecanismo de negociação. A Figura 9 situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

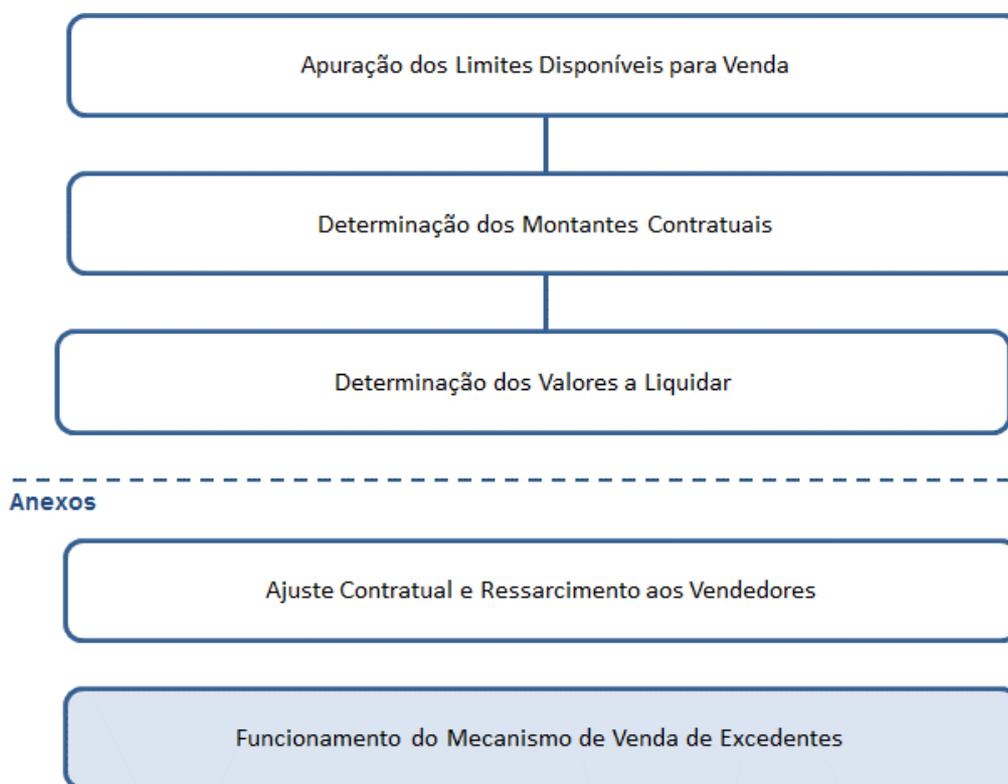


Figura 9: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Mecanismo de Venda de Excedentes”

### 3.2.1. Definições Preliminares:

60. O processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes (Mecanismo) será realizado pela CCEE em conformidade ao normativo em vigor, e ao respectivo Procedimento de Comercialização e/ou conforme calendário divulgado previamente aos agentes. Adicionalmente as condições estabelecidas na “Sistemática de Venda de Excedentes”, os itens abaixo relacionados têm por finalidade apresentar maiores esclarecimentos quanto a execução do Mecanismo.
61. Os limites preliminares disponíveis para venda, apurados na seção 2.1, serão calculados e divulgados aos proponentes vendedores previamente a realização do Mecanismo para que estes possam formular suas estratégias de negociação.
62. Cada produto será composto por: i- vigência (duração do produto, expresso em meses); ii- tipo de energia (“convencional não especial” e “convencional especial”); iii- submercado (“Sudeste/Centro-Oeste”, “Sul”, “Nordeste” e “Norte”); iv- modalidade de preço (“preço fixo” e “PLD + *spread*”); e v- montante ofertado de energia (expresso em lotes).
63. A negociação será realizada por produto, sendo os produtos agrupados em fases. Tal agregação será divulgada conforme comunicado específico da CCEE, de forma prévia ao mecanismo.

64. Todos os proponentes vendedores estarão habilitados a participar de todas as fases de negociação, porém somente poderão efetuar ofertas para os produtos correspondentes ao(s) submercado(s) onde sua carga está localizada, enquanto houver disponibilidade de recursos para a venda.
65. Os proponentes compradores que possuem perfis com consumidores especiais não podem indicar os mesmos nas fases onde forem ofertados os produtos cuja fonte negociada seja energia “convencional não especial”. Os demais proponentes compradores habilitados poderão participar de todas as fases, podendo, no limite, realizar ofertas para todos os produtos.
66. Os lotes correspondem ao montante de energia elétrica expresso em MW médio que representam a menor parcela do produto passível de negociação.
67. Os agentes proponentes (vendedores ou compradores) poderão realizar um ou mais lances para cada produto, conforme definido nos Procedimentos de Comercialização.
68. Com a adoção da sistemática de negociação com preço discriminatório, os lances atendidos em cada produto terão como preço de negociação o preço ofertado pelo proponente comprador.
69. O produto “PLD + spread” representa um montante financeiro (*spread*) a ser somado ao PLD médio mensal em um submercado. É facultado, inclusive, que os proponentes compradores e vendedores ofertem para o produto um valor de *spread* negativo.

### 3.2.2. Detalhamento do Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes

70. Uma vez iniciado o período para a realização de ofertas, essas serão efetuadas diretamente na plataforma de negociação através da inserção dos dados do(s) lance(s) no sistema.
71. Findo o prazo para o encaminhamento de ofertas, haverá o processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes, para cada um dos produtos que compõe uma fase de processamento.
72. São estabelecidas as respectivas curvas de oferta e demanda, conforme detalhamento em sistemática anexa a Resolução Normativa. De modo a complementar os exemplos apresentados no Anexo da resolução para formação das funções de oferta e demanda, seguem outras possíveis situações ilustradas a seguir:
  - 72.1. Na [Figura 10](#)~~Figura 10~~, ainda que não tenha havido o cruzamento entre as funções de DEMANDA AGREGADA  $D(Q)$  e OFERTA AGREGADA  $O(Q)$ , todos os lotes ofertados pelos proponentes compradores foram integralmente atendidos. O Preço de Negociação do leilão se dará pelo preço ofertado pelo proponente comprador. A Quantidade Total Negociada (QTN leilão) se dará pelo atendimento parcial da Quantidade Ofertada no lance  $L_{v,1}$  do vendedor  $V_2$ .

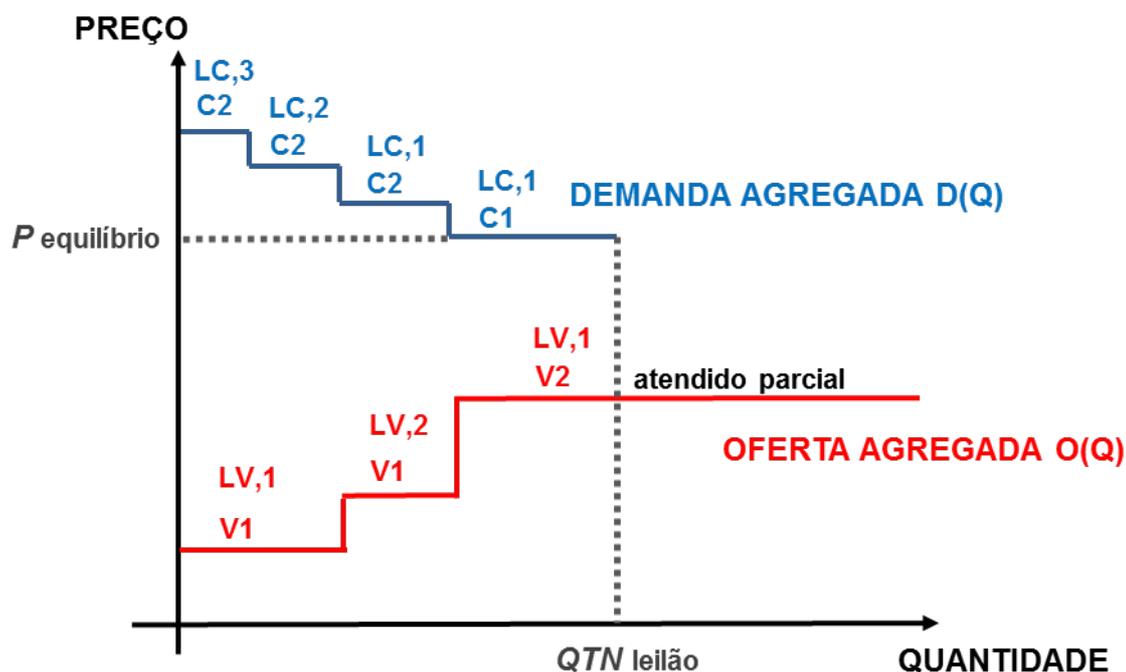


Figura 10: Negociação realizada sem o cruzamento entre as funções de Demanda Agregada e Oferta Agregada – atendimento parcial da oferta

72.2. Na [Figura 11](#) ~~Figura 11~~, ainda que não tenha havido o cruzamento entre as funções de DEMANDA AGREGADA  $D(Q)$  e OFERTA AGREGADA  $O(Q)$ , todos os lotes ofertados pelos proponentes vendedores foram integralmente atendidos. O Preço de Negociação do leilão se dará pelo preço ofertado pelo proponente comprador. A Quantidade Total Negociada (QTN leilão) será dada pelo atendimento parcial da Quantidade Ofertada no lance  $Lc,1$  do comprador  $C1$ .

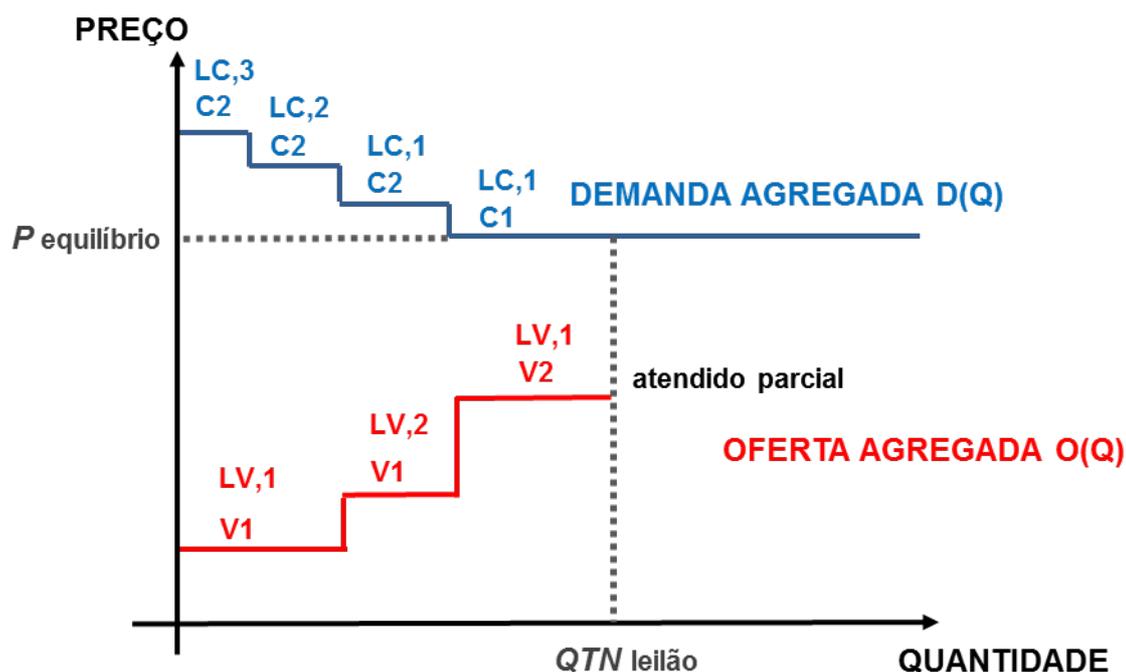


Figura 11: Negociação realizada sem o cruzamento entre as funções de Demanda Agregada e Oferta Agregada – atendimento parcial da demanda

73. Para fins de Regras de Comercialização, os resultados do processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes assumirão a seguinte nomenclatura:

*Quanto a energia negociada:*

$$LV \text{ Atendido} = MONT\_VEND\_PROD\_A_{lv,s,x,v,te,tp}$$

$$LC \text{ Atendido} = MONT\_ADQ\_PROD\_A_{lc,s,x,v,te,tp}$$

e

*Quanto ao preço de negociação:*

*Para produtos de preço fixo*

$$LC \text{ Atendido} = PRECO\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$$

*Para produtos de preço variável*

$$LC \text{ Atendido} = SPREAD\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$$

Onde:

$MONT\_VEND\_PROD\_A_{lv,s,x,v,te,tp}$  é o Montante de Energia Vendido no Produto para cada lance de venda do perfil de agente “lv”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MONT\_ADQ\_PROD\_A_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Montante de Energia Adquirido no Produto para cada lance de compra do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$PRECO\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Preço de Negociação do MVE associado ao lance de compra do perfil de agente “lc” no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$SPREAD\_N\_MVE_{lc,s,x,v,te,tp}$  é o Spread do Lance do Comprador resultante do MVE do perfil de agente “lc” no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

74. O Montante Vendido no Produto para cada perfil de agente vendedor corresponde ao somatório de todos os lances negociados naquele perfil de agente, conforme seguinte equação:

$$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} = \sum_{lv} MONT\_VEND\_PROD\_A_{lv,s,x,v,te,tp}$$

$$\forall lv \in a$$

Onde:

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$MONT\_VEND\_PROD\_A_{lv,s,x,v,te,tp}$  é o Montante de Energia Vendido no Produto para cada lance de venda do perfil de agente “lv”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

### 3.2.3. Atualização das Quantidades Disponíveis para Negociação no MVE

75. Durante o processamento, o montante disponível para venda é alterado, dessa forma se faz necessária a atualização do montante de energia disponível.
76. Após o término de cada etapa de processamento do MVE “x” em cada uma das rodadas “rx”, serão apurados para cada agente vendedor as Quantidades Negociadas de Energia para os tipos de energia Convencional Especial e Convencional Não Especial, conforme as seguintes equações:

*Se te = convencional especial:*

$$QUANT\_NEG\_CE_{a,s,x,rx} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * V\_HORAS_v$$

*Caso contrário:*

$$QUANT\_NEG\_CNE_{a,s,x,rx} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * V\_HORAS_v$$

$$\forall rx \in x$$

Onde:

$QUANT\_NEG\_CE_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Especial pela distribuidora “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_NEG\_CNE_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Não Especial pela distribuidora “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na Vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato

“rx” é rodada associada a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

77. Após o término de cada etapa de processamento do MVE “x”, das rodadas “rx” vinculadas a vigência de 3 meses, serão apurados para cada agente vendedor as Quantidades Negociadas de Energia para os tipos de energia Convencional Especial e Convencional Não Especial, conforme as seguintes equações:

*Se te = convencional especial:*

$$QUANT\_NEG\_CE\_3_{a,s,x,rx} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * V\_HORAS_v$$

*Caso contrário:*

$$QUANT\_NEG\_CNE\_3_{a,s,x,rx} = MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp} * V\_HORAS_v$$

$$\forall v \in 3 \text{ meses}$$

Onde:

$QUANT\_NEG\_CE\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Especial no produto de 3 meses pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_NEG\_CNE\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Não Especial no produto de 3 meses pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$MONT\_VEND\_PROD_{a,s,x,v,te,tp}$  é o Montante Vendido no Produto do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

$V\_HORAS_v$  é a Quantidade de Horas na Vigência “v” compreendida no período de vigência do contrato

“rx” é rodada associada a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

78. A quantidade total atualizada disponível para venda de energia para cada agente vendedor é determinada pela diferença entre a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia e a Quantidade de Energia Negociada após o processamento do MVE “x”, em cada uma das rodadas “rx”, conforme seguinte equação:

*Antes do processamento da primeira rodada “rx”:*

$$QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx} = QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x}$$

*Após o processamento da primeira rodada “rx”:*

$$\begin{aligned} QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx+1} \\ &= QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx} \\ &\quad - QUANT\_NEG\_CNE_{a,s,x,rx} - QUANT\_NEG\_CE_{a,s,x,rx} \end{aligned}$$

Onde:

$QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Total Atualizada Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_TOT\_DISP_{a,s,x}$  é a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$QUANT\_NEG\_CNE_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Não Especial pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_NEG\_CE_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Especial pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

“rx” é rodada associada a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

- 78.1. A quantidade total atualizada disponível para venda de energia especial para cada agente vendedor é determinada pela diferença entre a Quantidade Disponível de Energia Especial e o

somatório da Quantidade de Energia Especial Negociada após o processamento do MVE “x”, em cada uma das rodadas “rx”, conforme seguinte equação:

*Antes do processamento da primeira rodada “rx”:*

$$QUANT\_DISP\_A\_EE_{a,s,x,rx} = QUANT\_DISP\_EE_{a,s,x}$$

*Após o processamento da primeira rodada “rx”:*

$$\begin{aligned} QUANT\_DISP\_A\_EE_{a,s,x,rx+1} \\ = \min \left( QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx}, \left( QUANT\_DISP\_A\_EE_{a,s,x,rx} \right. \right. \\ \left. \left. - QUANT\_NEG\_CE_{a,s,x,rx} \right) \right) \end{aligned}$$

Onde:

$QUANT\_DISP\_A\_EE_{a,s,x}$  é o Montante Disponível Atualizado de Energia Especial do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$QUANT\_DISP\_EE_{a,s,x}$  é a Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Total Atualizada Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_NEG\_CE_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Especial pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

“rx” é rodada associada a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

78.2. A quantidade total atualizada disponível para venda de energia para cada agente vendedor é determinada pela diferença entre a Quantidade Total Disponível para Venda de Energia e a Quantidade de Energia Negociada após o processamento do MVE “x”, em cada uma das rodadas “rx”, não vinculadas a vigência de 3 meses, conforme seguinte equação:

*Antes da primeira rodada “rx”:*

$$QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx} = \min(QUANT\_TOT\_DISP\_VIG_{a,s,x,v}; QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx})$$

*Após a primeira rodada “rx”:*

$$\begin{aligned} QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx+1} \\ = \min \left( QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx}; \left( QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx} \right. \right. \\ \left. \left. - QUANT\_NEG\_CNE\_3_{a,s,x,rx} - QUANT\_NEG\_CE\_3_{a,s,x,rx} \right) \right) \end{aligned}$$

Onde:

$QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Total Atualizada Disponível no Produto de 3 meses para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_TOT\_A\_DISP_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Total Atualizada Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_TOT\_DISP\_VIG_{a,s,x,v}$  é a Quantidade Total Atualizada Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na vigência “v”

$QUANT\_NEG\_CE\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Especial no produto de 3 meses pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_NEG\_CNE\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Não Especial no produto de 3 meses pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

“rx” é rodada associada a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

78.3. A quantidade total atualizada disponível para venda de energia especial para cada agente vendedor é determinada pela diferença entre a Quantidade Disponível de Energia Especial e o somatório da Quantidade de Energia Especial Negociada após o processamento do MVE “x”, em cada uma das rodadas “rx”, vinculada ao produto de 3 meses, conforme seguinte equação:

*Antes do processamento da primeira rodada “rx”:*

$$QUANT\_DISP\_A\_EE\_3_{a,s,x,rx} = \min(QUANT\_DISP\_EE\_VIG_{a,s,x,v}; QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx}; QUANT\_DISP\_A\_EE_{a,s,x,rx})$$

*Após o processamento da primeira rodada “rx”:*

$$QUANT\_DISP\_A\_EE\_3_{a,s,x,rx+1} = \min(QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx}; (QUANT\_DISP\_A\_EE\_3_{a,s,x,rx} - QUANT\_NEG\_CE\_3_{a,s,x,rx}))$$

Onde:

$QUANT\_DISP\_A\_EE\_3_{a,s,x}$  é o Montante Disponível Atualizado de Energia Especial nos produtos de 3 meses do perfil do agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

$QUANT\_TOT\_A\_DISP\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Total Atualizada Disponível no Produto de 3 meses para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento do MVE “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_DISP\_EE\_VIG_{a,s,x,v}$  é a Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, para a vigência “v”

$QUANT\_NEG\_CE\_3_{a,s,x,rx}$  é a Quantidade Negociada de Energia Convencional Especial no produto de 3 meses pelo perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na rodada “rx”

$QUANT\_DISP\_A\_EE_{a,s,x}$  é o Montante Disponível Atualizado de Energia Especial do perfil de agente “a”, no submercado “s”, no processamento “x”

“rx” é rodada associada a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”

### 3.2.4. Dados de Entrada do Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes

<b>Quantidade Disponível de Energia Especial</b>		
<b>QUANT_DISP_EE<sub>a,s,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência</b>		
<b>QUANT_DISP_EE_VI G<sub>a,s,x,v</sub></b>	Descrição	Quantidade Disponível de Energia Especial do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, para a vigência “v”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Total Disponível para Venda de Energia</b>		
<b>QUANT_TOT_DISP<sub>a,s,x</sub></b>	Descrição	Quantidade Total Disponível para Venda de Energia do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência</b>		
<b>QUANT_TOT_DISP_VIG<sub>a,s,x,v</sub></b>	Descrição	Quantidade Total Disponível para Venda de Energia na Vigência do perfil do agente distribuidor “a”, no submercado “s”, no processamento “x”, na vigência “v”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Mecanismo de Venda de Excedentes (Apuração dos Limites Disponíveis para a Venda)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
	<b>Quantidade de Horas da Vigência</b>	
<b>V_HORAS<sub>v</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas da Vigência “v”, limitada ao mês de contabilização, para cada contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 3.2.5. Dados de Saída do Funcionamento do Mecanismo de Venda de Excedentes

	<b>Montante de Energia Adquirido no Produto</b>	
<b>MONT_ADQ_PROD _A<sub>lc,s,x,v,te,tp</sub></b>	Descrição	Montante Adquirido no Produto para cada lance de compra do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	MW Médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Montante de Energia Vendido no Produto</b>	
<b>MONT_VEND_PRO D_A<sub>lv,s,x,v,te,tp</sub></b>	Descrição	Montante Vendido no Produto para cada lance de venda do perfil de agente “lv”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	MW Médio
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

	<b>Preço resultante do MVE</b>	
<b>PRECO_MVE<sub>s,x,v,te,tp</sub></b>	Descrição	Preço resultante do MVE no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

	<b>Spread resultante do MVE</b>	
--	---------------------------------	--

<b>SPREAD_MVE</b> <sub>s,x,v,te,t</sub> p	Descrição	Spread resultante do MVE no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

#### Preço resultante do Lance do Comprador no MVE

<b>PRECO_LC_MVE</b> <sub>lc,s,x</sub> v,te,tp	Descrição	Preço resultante do Lance do Comprador no MVE do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos

#### Spread resultante do Lance do Comprador no MVE

<b>SPREAD_N_MVE</b> <sub>lc,s,x</sub> v,te,tp	Descrição	Spread resultante do Lance do Comprador no MVE do perfil de agente “lc”, no submercado “s”, no processamento “x”, com a vigência “v”, com o tipo de energia “te”, com tipo de preço “tp”
	Unidade	R\$/MWh
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

## ANEXO XXVII

### Alocação de Geração Própria

Versão 2022.2.0

#### 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Agentes autoprodutores, produtores independentes com cargas próprias e consumidores participantes de Sociedade de Propósito Específico.

Conforme estabelecido no Artº 26 da Lei nº 11.488, a geração destinada para uso exclusivo da carga, no caso de consumidores que possuem produção de energia elétrica própria ou que participam em Sociedade de Propósito Específico, deve ser considerada no pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas (PROINFA) e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL).

Tal geração destinada deve abater o consumo apurado, sendo o consumo resultante valorado ao custo (em R\$/MWh) de tais encargos, presente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Transmissão (TUST).

Conforme regulação vigente, a geração própria para abatimento dos encargos dever ser destinada para uso exclusivo da carga. Logo, expurgam-se da parte da geração passível de destinação àquela vendida para terceiros ou utilizada pela própria usina, quando esta possuir o regime de consórcio ou SPE.

A [Figura 1](#) apresenta a relação do módulo de “Alocação de Geração Própria” com os demais módulos das Regras de Comercialização

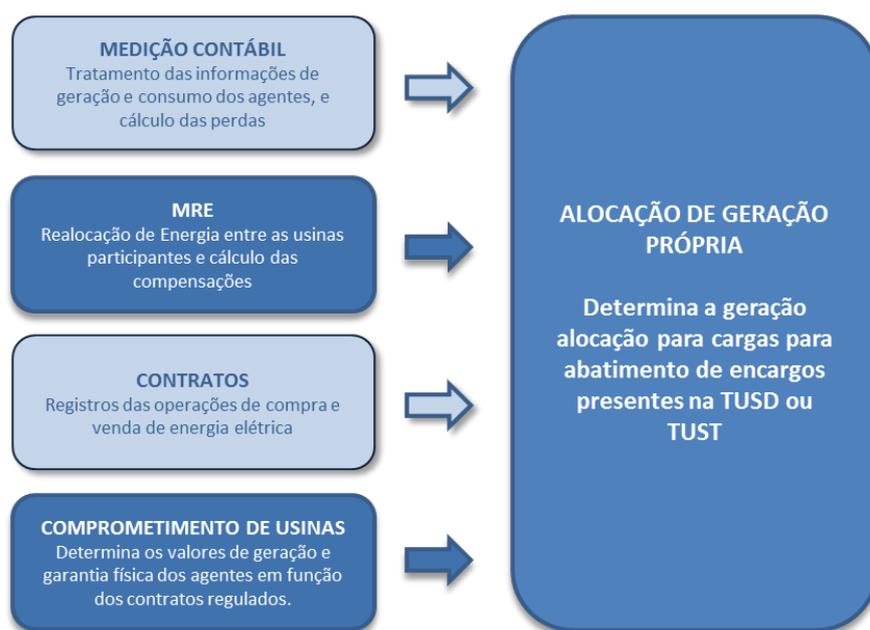


Figura 1: Relação do módulo Alocação de Geração Própria com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Alocação de Geração Própria”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar a quantidade de geração passível de alocação para as cargas correlatas, assim como a alocação efetiva para estas:

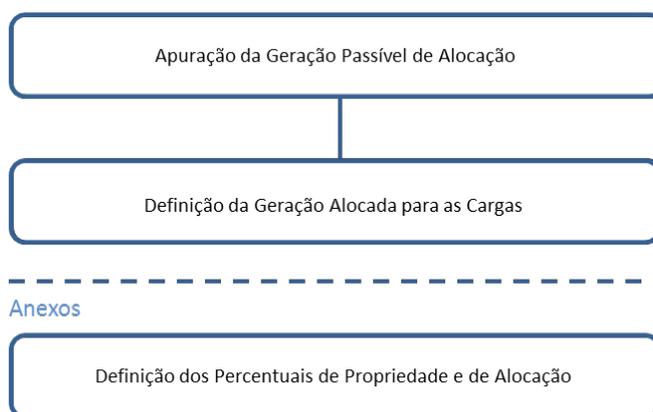


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

São apresentadas abaixo as descrições das etapas do processo que serão detalhadas neste documento:

#### **Apuração da Geração Passível de Alocação**

Determina a geração passível de alocação das usinas para as cargas, através da apuração da geração resultante contabilizada de cada usina, descontada da parcela vendida para terceiros ou utilizada pela própria usina pertencente ao consórcio ou à SPE.

#### **Definição da Geração Alocada para as Cargas**

Determina a geração alocada pelo agente para suas respectivas cargas, a partir da geração passível de alocação e do percentual de alocação declarado pelo agente de cada usina para cada carga e, em caso de haver sobras de geração alocada, estas serão rateadas para as cargas que ainda possuam déficit de alocação.

#### **Definição dos Percentuais de Propriedade e de Alocação**

Determina os percentuais de propriedade do agente na usina, em função dos diversos arranjos societários do empreendimento e dos aspectos de modelagem de ativos.

### 1.1.2. Apuração da Geração Passível de Alocação

A geração passível de alocação possui como base a geração mensal resultante atribuída na contabilização para cada usina. Deste modo, para as usinas participantes do MRE, a geração mensal resultante na contabilização é a energia apurada pelo MRE para cada usina, incluindo a energia denominada “secundária”. No caso de não participantes do MRE a geração resultante é a própria geração bruta da usina, descontada, quando aplicável, da energia destinada ao CCEAR por disponibilidade ou CER, pois esta geração torna-se de propriedade do comprador na contabilização.

Em todos os casos, como a geração de teste é sempre de propriedade do gerador por não conseguir comercializá-la por meio de contratos, esta também será considerada como base para a alocação.

Assim, a geração passível de alocação de geração própria é definida pela geração mensal resultante da contabilização de cada usina, limitada no consumo mensal do agente que possui a propriedade da usina. Como a energia gerada para alocação de geração própria deve ser de uso exclusivo para atendimento do consumo, é verificado se há alguma parcela vendida para terceiros ou usufruída pela própria usina pertencente ao consórcio ou a SPE.

Na CCEE, há dois tipos de modelagem dos ativos (usina e carga) que devem ser considerados para apuração da geração passível de alocação: **(I) usina modelada juntamente com a carga** sob a figura de um mesmo agente e **(II) usina modelada separadamente da carga** sob a figura de agentes distintos, que possuam um contrato bilateral que repasse a geração da usina para a carga (caso de alguns consórcios ou de algumas Sociedades de Propósito Específico).

Para os agentes autoprodutores ou produtores independentes que possuam **cargas próprias e sejam contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE sob a figura de um mesmo agente**, toda geração mensal é contabilizada juntamente com o consumo mensal, sendo aquela totalmente passível de alocação para a carga compreendida no mês, excetuando-se eventual “geração vendida”. Neste caso, anualmente, será considerada como “geração vendida” a quantidade de energia vendida de contratos do mesmo tipo de energia de outorga da usina maior que a quantidade comprada deste mesmo tipo de energia, apurada em todos os perfis de comercialização do agente. Esta definição resulta da possibilidade de mapear a venda, dentro de portfólio do agente, apenas quando há tipos diferentes de energia sendo comercializados. No entanto, para as usinas do tipo de energia convencional não especial, a eventual venda deste tipo de energia pode estar respaldada por contratação de qualquer tipo de energia ou, em caso do agente estar exposto, pela própria compra no Mercado de Curto Prazo (MCP). Desta forma, não se define “geração vendida” para usinas do tipo de energia convencional não especial.

A [Figura 3](#) ilustra a geração passível de alocação das usinas contabilizadas juntamente com a carga sob a figura de um mesmo agente:

#### Alocação Mensal:

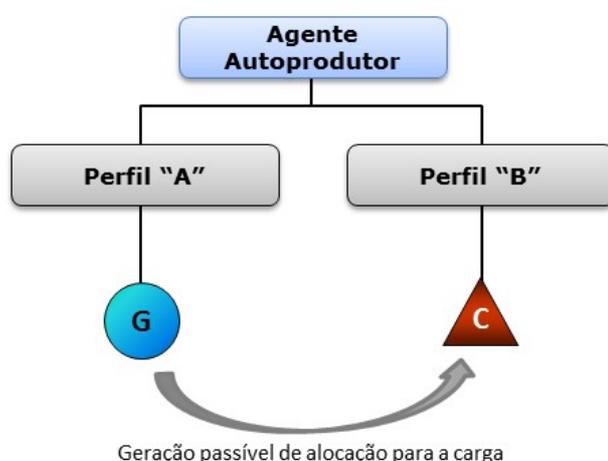


Figura 3: Geração passível de alocação das usinas contabilizadas juntamente com a carga sob a figura de um mesmo agente

Para os consumidores que participam de consórcio ou de Sociedade de Propósito Específico (SPE), **cujas as cargas sejam contabilizadas separadamente da usina na CCEE sob a figura de dois agentes**, a geração passível de alocação é a geração mensal resultante da contabilização de cada usina na proporção da participação do consumidor no consórcio ou na SPE, limitada no seu respectivo consumo mensal. Para verificação do uso exclusivo da energia gerada para autoprodução, conforme Lei nº 11.488, será realizada uma verificação anual dos contratos bilaterais de repasse de autoprodução. Se o montante médio anual dos contratos de repasse de autoprodução for igual ou superior à energia de propriedade do consumidor participante do consórcio ou da SPE, baseado na Garantia Física da usina ou na geração média em caso de não haver Garantia Física definida, as quantidades de alocação de geração própria serão integralmente efetivadas. No caso do montante médio anual ser menor, a quantidade faltante será abatida da alocação de geração própria a partir do mês de janeiro do ano seguinte.

A **Figura 4** ilustra a geração passível de alocação das usinas contabilizadas separadamente da carga sob a figura de dois agentes:

*Alocação Mensal:*

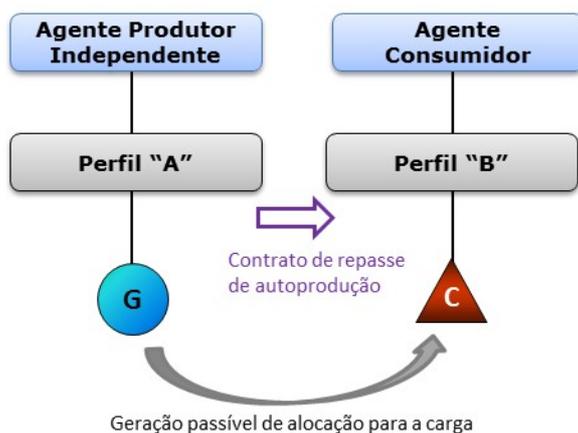


Figura 4: Geração passível de alocação das usinas contabilizadas separadamente da carga sob a figura de dois agentes

### 1.1.3. Definição da Geração Alocada para as Cargas

Uma vez determinada a Geração Passível de Alocação, resta apurar a real alocação de geração da usina para a carga dos autoprodutores ou produtores independentes. Para tanto, verifica-se o percentual de destinação de geração declarado pelo agente para a respectiva carga, conforme Procedimento de Comercialização. Caso a geração alocada para determinada carga seja suficiente para atendê-la, eventuais sobras de geração serão rateadas para as demais cargas de propriedade do agente que ainda não tenham sido atendidas integralmente.

Ressalta-se que o percentual de propriedade do consumidor na usina difere do percentual de geração declarado pelo agente para a respectiva carga. O primeiro corresponde à participação societária que o consumidor possui na usina e, portanto, na sua geração. O segundo corresponde à proporção da geração de propriedade do consumidor que o agente optou em repartir para cada carga de sua propriedade, para a priorização do atendimento do consumo.

Em cumprimento ao Art 2º do Decreto nº 6.210, de 18 setembro de 2007, as Sociedades de Propósito Específico (SPE) equiparam-se a autoprodutores e, portanto, possuem o direito de alocação de geração

para abatimento de encargos na TUSD/TUST para atendimento de cargas com demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW. Desta forma, eventuais sobras de geração alocada provenientes de SPE apenas serão distribuídas para cargas de propriedade do agente que ainda não tenham sido atendidas integralmente e que possuam demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW.

Logo, por tal tratamento regulatório específico dado às SPEs, em caso de algum consumidor possuir simultaneamente usinas em regime de SPE e usinas fora deste regime, para as sobras de alocação de geração ser otimizada ao atender as cargas que ainda possuam déficit, será priorizada as sobras de alocação de geração da SPE para cargas com demanda de potência igual ou superior a 3.000 kW e, posteriormente, será utilizada as sobras de alocação das usinas fora deste regime, dado que a sobra de alocação destas servem para atender cargas de qualquer demanda de potência.

A [Figura 5](#) ilustra a etapa de alocação de geração própria otimizada:

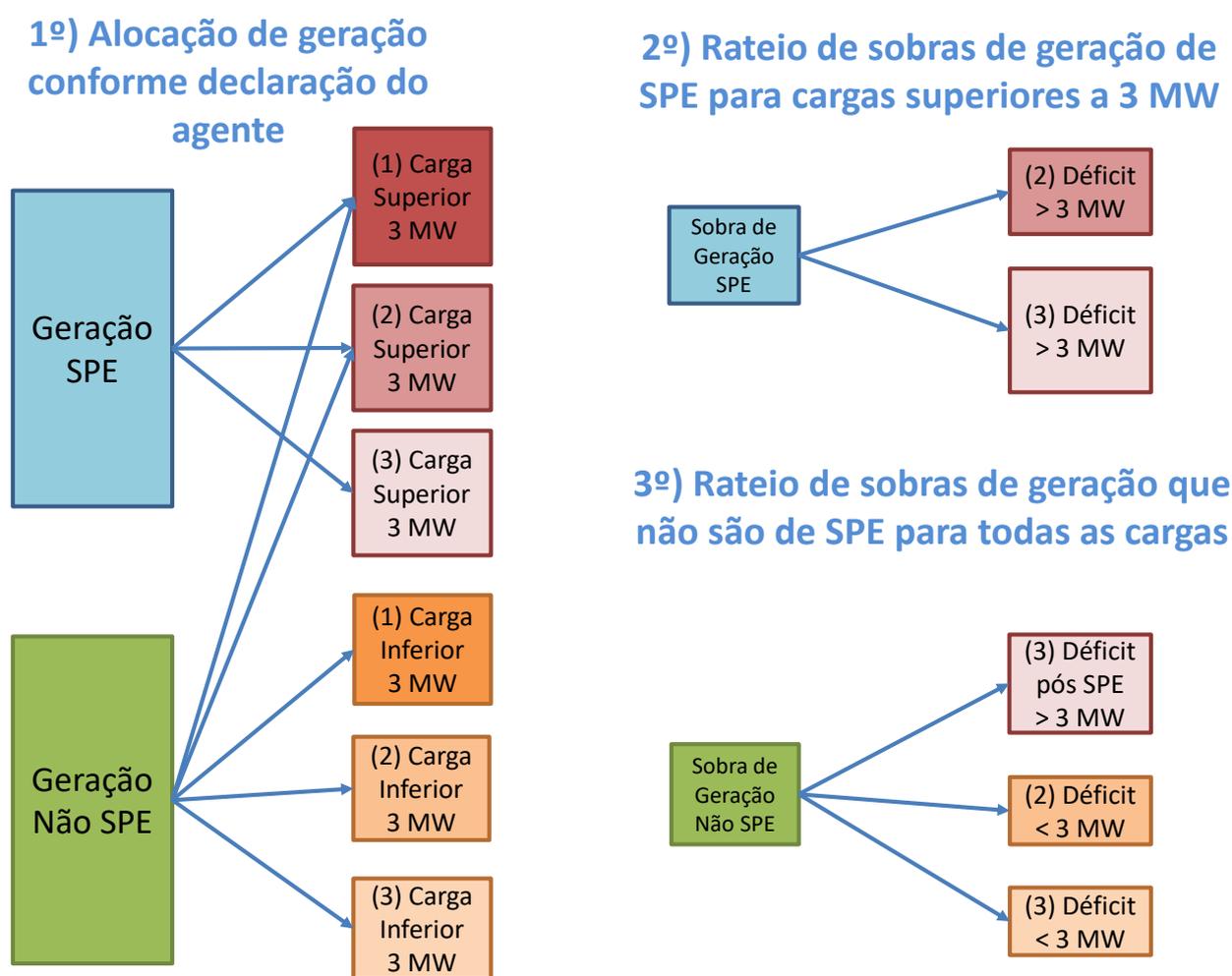


Figura 5: Alocação de geração própria otimizada

## 2. Detalhamento das Etapas da Alocação de geração Própria

Esta seção detalha as etapas de cálculos do módulo de regras “Alocação de Geração Própria”, explicitando seus objetivos, comandos, expressões e informações de entrada/saída.

## 2.1. Apuração da Geração Passível de Alocação

### Objetivo:

Apurar a geração passível de alocação para cargas de autoprodutores ou produtores independentes para abatimento de encargos presentes na TUSD/TUST.

### Contexto:

Para definir a geração alocada real para as cargas, primeiramente é necessário definir a Geração Passível de Alocação. A [Figura 6](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

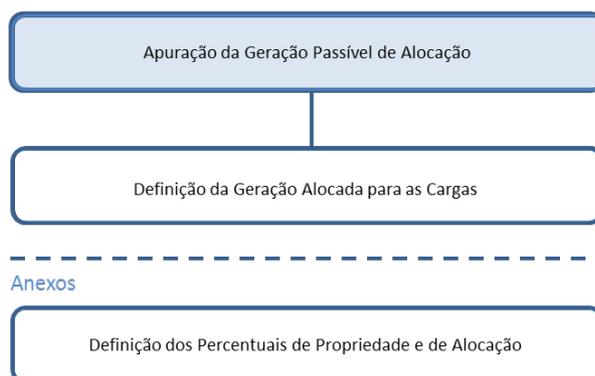


Figura 6: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

### 2.1.1. Definição da Geração Passível de Alocação Preliminar para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes

1. Para apurar a geração alocada para as cargas para abatimento de encargos presente na TUSD/TUST, primeiramente, define-se a Geração Passível de Alocação Preliminar, que possui como base a geração real atribuída à usina.
  - 1.1. Para usinas não participantes do MRE, a Geração Passível de Alocação Preliminar é a geração mensal da usina somada a sua geração de teste, descontada a geração comprometida com o atendimento dos contratos regulados, conforme expressão:

$$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} = \sum_{j \in m} \left( (G_{p,j} + GFT_{p,j}) - \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j} \right)$$

Onde

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

- 1.2. No caso de usinas participantes de MRE, a Geração Passível de Alocação Preliminar é a geração resultante do MRE atribuída à usina, somada à geração de teste caso exista, descontada a geração comprometida com o atendimento dos contratos regulados, conforme expressão:

$$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} = \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{j \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} - \sum_{j \in m} \sum_{l \in LP} \sum_{t \in TLP} G\_PROD_{p,t,l,j}$$

Onde

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$G\_PROD_{p,t,l,j}$  é a Geração Destinada para Atendimento ao Produto de cada parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no período de comercialização “j”

### 2.1.2. Definição da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes Cujas Cargas Sejam Contabilizadas Juntamente com a Respectiva Usina na CCEE

2. Mensalmente, será apurada a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga que corresponderá à Geração Passível de Alocação Preliminar, ponderada pela declaração do percentual de geração no ACL destinada ao agente consumidor e limitada ao seu percentual total de geração da usina, conforme expressão abaixo:

Para toda parcela de usina “p” que estiver modelada em algum perfil de agente “α”, **pertencente** ao agente “α”

$$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} = \min \left( GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} * PGDAL_{\alpha,p}; \left( \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{\{j\} \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} \right) * PGDA_{\alpha,p} \right)$$

Onde:

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “α”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

FLUXO\_MRE<sub>p,j</sub> é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “p”, por período de comercialização “j”

PGDA<sub>α,p</sub> é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “α”, da parcela de usina “p”

PGDAL<sub>α,p</sub> é o Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “α”, da parcela de usina “p”

**Importante:**

O valor do Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “α”, da parcela de usina “p” (PGDAL<sub>α,p</sub>), será considerado igual ao valor de PGDA<sub>α,p</sub>, exceto quando houver declaração do mesmo por parte do Agente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Comercialização.

3. Anualmente, no mês de janeiro, será efetuada a verificação da quantidade de energia alocada junto a carga a fim de verificar se houve uma alocação de geração superior a quantidade permitida. Eventual Débito de Alocação para Cargas modeladas no mesmo agente da Usina será utilizado para reduzir a alocação do agente, visto que houve uma alocação indevida:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$\begin{aligned}
 DEB\_ALOC\_JC_{\alpha,f} &= \min \left( ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f}; \max \left( 0; ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f} \right. \right. \\
 &\left. \left. + \sum_{te} (VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f} - GFIS\_TIPO\_ENER_{\alpha,te,f}) \right) \right)
 \end{aligned}$$

$\forall te \neq \text{convencional não especial}$

Onde:

DEB\_ALOC\_JC<sub>α,f</sub> é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga, para o agente “α”, no ano de apuração “f”

ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F<sub>α,f</sub> é a Alocação de Geração Própria Final de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente “α”, no ano de apuração “f”

VEND\_TIP\_ENER<sub>α,te,f</sub> é a Total de Venda Líquida realizada pelo agente “α”, para cada tipo de energia “te”, no ano de apuração “f”

GFIS\_TIPO\_ENER<sub>α,te,f</sub> é a Garantia Física anual de propriedade do agente, por agente, “α”, para cada tipo de energia “te”, no ano de apuração “f”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

- 3.1. Para apurar a Alocação de Geração Própria Final Junto à Carga do agente no ano anterior, é feita a comparação entre a sua medição de consumo nesse período e a soma de Alocação de Geração Própria Junto à Carga para todos os tipos de energia de usinas que estejam modeladas sobre este perfil de agente:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f} = \min \left( \sum_{m \in f-1} \sum_{c \in \alpha} MED\_C\_ACL_{c,m}; ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,f} \right)$$

Onde:

$ALOC\_JUNTO\_CARGA\_F_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração Própria Final de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração Própria de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente, “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

- 3.1.1. Para apurar a Alocação de Geração Própria Junto à Carga do agente no ano anterior, é feita a comparação entre a sua medição de consumo nesse período e a Geração Passível de Alocação, devendo desconsiderar a Alocação de Geração proveniente de usinas modeladas separadas da carga:

Se o mês de apuração for janeiro:

$$ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,f} = \sum_{m \in f-1} \left( \max \left( 0; \min \left( \sum_{c \in \alpha} MED\_C\_ACL_{c,m} - G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m}; \sum_{\substack{te \notin CNE \\ p \in te \\ c \in \alpha}} (GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}) - (DEB\_ALOC_{\alpha,m} * FC\_JC_{\alpha,m}) + SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m} \right) \right) \right)$$

Onde:

$ALOC\_JUNTO\_CARGA_{\alpha,f}$  é a Alocação de Geração Própria de Cargas Modeladas Junto à Usina, por agente, “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m}$  é a Geração Alocada Mensal de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$FC\_JC_{\alpha,m}$  é o fator de proporção de energia alocada para cargas modeladas na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Juntamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

“te” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

“CNE” conjunto que representa o tipo de energia convencional não especial

- 3.1.1.1. O fator de proporção de energia alocada para cargas do agente modeladas na situação de junto carga é calculado através da razão entre o consumo das cargas do agente que venham a apresentar usinas modeladas junto as mesmas, sobre o consumo total do agente no ambiente livre:

$$FC\_JC_{\alpha,m} = \frac{GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m}}{GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m}}$$

Onde:

$FC\_JC_{\alpha,m}$  é o fator de proporção de energia alocada para cargas modeladas na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$GPAS\_PRE\_SC_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de separado carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

- 3.1.1.1.1. A Geração mensal Passível de alocação prévia para o caso de usinas modeladas juntamente às cargas será dada pela soma das sobras de alocação do junto carga ao produto entre a geração passível de alocação do junto carga pelo percentual de alocação declarado pelo agente, conforme expressão:

$$GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m} = \sum_{\substack{p \\ c \in \alpha}} (GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}) + SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m}$$

Onde:

$GPAS\_PRE\_JC_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “m”

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Juntamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

3.1.1.1.2. A Geração mensal Passível de alocação prévia para o caso de usinas modeladas separadamente das cargas será dada pela soma das sobras de alocação do separado carga ao produto entre a geração passível de alocação do separado carga pelo percentual de alocação declarado pelo agente, conforme expressão:

$$GPAS\_PRE\_SC_{\alpha,m} = \sum_{\substack{p \\ c \in \alpha}} (GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}) + SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m}$$

Onde:

$GPAS\_PRE\_SC_{\alpha,m}$  é a Geração mensal Passível de alocação prévia na situação de separado carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

3.1.1.1.3. As Sobras Alocadas de Usinas Contabilizadas juntamente da carga correspondem a proporção das sobras de geração de usinas que não são participantes SPEs, e são calculadas todos os meses do ano, conforme expressão:

$$SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m} = \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \left( RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m} * \left( 1 - \frac{\sum_{\substack{p \in PNSPE \\ p \notin PJC}} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}}{\sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}} \right) \right)$$

Onde:

$SOBRAS\_ALOC\_JC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Juntamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “ $p$ ” que não pertençam a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

“PJC” são todas as parcelas de usinas “ $p$ ” modeladas juntamente da carga “ $c$ ”

- 3.2. Para os agentes autoprodutores ou produtores independentes que possuam cargas próprias contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE sob a figura de um mesmo agente, toda geração será contabilizada juntamente com o consumo e, portanto, toda a Geração Passível de Alocação Preliminar poderá ser alocada para a carga, excetuando-se eventual “geração vendida”. Neste caso, será considerada como “geração vendida” a quantidade de energia anual vendida em contratos do mesmo tipo de energia de outorga da usina maior que a quantidade comprada deste mesmo tipo de energia, apurada em todos os perfis de comercialização do agente, não se aplicando para as usinas do tipo de energia convencional, uma vez que somente há a possibilidade mapear a venda dentro de portfólio quando há diferentes tipos de energia sendo comercializados:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f} = \max \left( 0, \sum_{a \in \alpha} \sum_{m \in f-1} \left( \sum_{\substack{e \in EVA \\ e \in te \\ e \notin ECONV \\ e \notin EPTL \\ e \notin EVACRQ}} QM_{e,m} - \sum_{\substack{e \in ECA \\ e \in te \\ e \notin ECONV}} QM_{e,m} \right) \right)$$

$\forall te \in p \subset \alpha$

Onde:

$VEND\_TIP\_ENER_{\alpha,te,f}$  é a Total de Venda Líquida realizada pelo agente “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “ $te$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “ $e$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECONV” é o conjunto de contratos “ $e$ ” do tipo de energia convencional não especial

“ $te$ ” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

“EPTL” é o conjunto de contratos CCEAR por Disponibilidade “ $e$ ”, pertencentes à usina “ $p$ ”, comprometida com o produto “ $t$ ”, do leilão “ $l$ ”

“EVACRQ” é o conjunto de contratos que inclui CCEAR da modalidade quantidade e Contratos Bilaterais Regulados (CBR) com usinas vinculadas.

- 3.3. A fim de verificar se, mesmo tendo uma posição vendida em contratos, o agente possui recursos suficientes para validar a alocação de geração para as suas cargas, devemos apurar o maior valor entre a Geração e a Garantia Física anual de propriedade do agente, ponderada pela propriedade do consumidor em relação à usina, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$\begin{aligned}
& \mathbf{GFIS\_TIPO\_ENER}_{\alpha,te,f} \\
& = \max \left( \sum_{m \in f-1} \left( \left( \sum_{j \in m} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{p \in te \\ p \in a}} (GFIS_{p,j} * PGDA_{\alpha,p} \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. * (1 - F\_PEN\_LESP_{p,m})) \right) \right); \sum_{m \in f-1} \left( \left( \sum_{j \in m} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{p \in te \\ p \in a}} ((G_{p,j} + GFT_{p,j}) * PGDA_{\alpha,p} \right. \right. \right. \\
& \left. \left. \left. * (1 - F\_PEN\_LESP_{p,m})) \right) \right) \right) \\
& \quad \forall te \neq \textit{convencional não especial}
\end{aligned}$$

Onde:

$GFIS\_TIPO\_ENER_{\alpha,te,f}$  é a Garantia Física anual de propriedade do agente, por agente, “ $\alpha$ ”, para cada tipo de energia “ $te$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$GFIS_{p,j}$  é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “ $p$ ”, no período de comercialização “ $j$ ”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$F\_PEN\_LESP_{p,m}$  é o Sinalizador de Ultrapassagem de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “ $p$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ”

“ $te$ ” é a dimensão de tipo de energia contratual (Convencional Não Especial, Convencional Especial, Incentivada Não Especial e Incentivada Especial)

### 2.1.3. Definição da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes Cujas Cargas Não Sejam Contabilizadas Juntamente com a Respectiva Usina na CCEE

4. Para os consumidores com direito de autoprodução, cujas cargas não sejam contabilizadas juntamente com a respectiva usina na CCEE, a geração passível de alocação é a geração mensal resultante da contabilização de cada usina na proporção da participação do consumidor no consórcio ou na SPE.
5. Mensalmente, a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga no mês é definida pela geração passível de alocação atribuída a cada consumidor, conforme seu percentual de participação no consórcio ou na SPE. Caso os agentes optem por

um percentual de participação da geração no ACR e ACL diferente do PGDA, será necessário cadastrar um PGDAL para todos os agentes participantes da SPE. Segue abaixo as expressões:

$$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} = \min \left( GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m} * PGDAL_{\alpha,p}; \left( \sum_{j \in m} (G_{p,j} + GFT_{p,j}) + \sum_{\{j\} \in m} FLUXO\_MRE_{p,j} \right) * PGDA_{\alpha,p} \right)$$

Onde:

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_PRE_{p,m}$  é a Geração Passível de Alocação Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ”

$PGDAL_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ”

$G_{p,j}$  é a Geração Final da parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$GFT_{p,j}$  é a Geração Final de Teste da parcela de usina “ $p$ ”, por período de comercialização “ $j$ ”

$FLUXO\_MRE_{p,j}$  é o Fluxo de Energia no MRE por parcela de usina “ $p$ ” por período de comercialização “ $j$ ”

**Importante:**

O valor do Percentual de Geração no ACL, destinada ao Agente Consumidor “ $\alpha$ ”, da parcela de usina “ $p$ ” ( $PGDAL_{\alpha,p}$ ), será considerado igual ao valor de  $PGDA_{\alpha,p}$ , exceto quando houver declaração do mesmo por parte do Agente, conforme estabelecido nos Procedimentos de Comercialização.

6. Para verificação do uso exclusivo da energia gerada para autoprodução, conforme Art. 26 da Lei nº 11.488, será realizada uma verificação anual dos contratos bilaterais de repasse de autoprodução. Se o montante anual dos contratos de repasse de autoprodução for igual ou superior que a energia alocada, limitada na garantia física de propriedade do consumidor participante do consórcio ou da SPE, a alocação será integralmente efetivada. No caso do montante anual de contratos ser menor, a quantidade faltante será abatida das alocações de geração própria no ano seguinte. Esta verificação será realizada anualmente, no mês de janeiro.
- 6.1. O Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga é utilizado para abatimento dos valores de alocação de geração, visto que no ano anterior houve uma efetivação de alocação de geração não verificada por contratos. Esse valor é

determinado pela diferença anual entre a alocação de geração de usinas modeladas separadamente da carga e os contratos registrados, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$DEB\_ALOC\_SC_{\alpha,f} = \max(0; ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f} - EAT\_CONTR\_REP_{\alpha,f})$$

Onde:

DEB\_ALOC\_SC<sub>α,f</sub> é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”

ALOC\_SEPARADO\_CARGA<sub>α,f</sub> é a Alocação de Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”

EAT\_CONTR\_REP<sub>α,f</sub> é a Energia Anual Total dos Contratos de Repasse de Autoprodução para o agente “α”, no ano de apuração “f”

- 6.1.1.1. A Alocação de Geração para Carga Modelada separada da Usina é definida pelo menor valor entre a alocação de geração realizada no ano anterior e a Garantia Física da usina na proporção de participação do agente, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

*Se o agente possuir ao menos uma usina “p” que possua Garantia Física:*

$$ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f} = \min \left( G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}, \sum_{p \notin \alpha} \sum_{m \in f-1} \sum_{j \in m} GFIS_{p,j} * PGDA_{\alpha,p} \right)$$

*Caso contrário:*

$$ALOC\_SEPARADO\_CARGA_{\alpha,f} = G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}$$

Onde:

ALOC\_SEPARADO\_CARGA<sub>α,f</sub> é a Alocação de Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”

G\_SC\_ALOC<sub>α,f</sub> é a Geração Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”

GFIS<sub>p,j</sub> é o Garantia Física Apurada da parcela de Usina “p”, no período de comercialização “j”

PGDA<sub>α,p</sub> é o Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “α”, da parcela de usina “p”

- 6.1.1.1.1. A Geração Alocada no ano anterior corresponde a Geração Passível de Alocação Mensal de Carga Separada, limitada no consumo realizado pelo agente no período, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$G\_SC\_ALOC_{\alpha,f} = \sum_{m \in f-1} G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m}$$

Onde:

$G\_SC\_ALOC_{\alpha,f}$  é a Geração Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m}$  é a Geração Alocada Mensal de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês “ $m$ ”

6.1.1.2. A Geração Alocada Mensal corresponde a Geração Passível de Alocação de Carga Separada, limitada no consumo mensal realizado pelo agente no mês, conforme expressão:

$$G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m} = \max \left( 0; \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \min \left( \sum_p (GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}); MED\_C\_ACL_{c,m} \right) + SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m} - (DEB\_ALOC_{\alpha,m} * (1 - FC\_JC_{\alpha,m})) \right)$$

Onde:

$G\_SC\_ALOC\_M_{\alpha,m}$  é a Geração Alocada Mensal de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “ $c$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$SOBRAS\_ALOC\_SC_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$DEB\_ALOC_{\alpha,m}$  é o Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$FC\_JC_{\alpha,m}$  é o fator de proporção de energia alocada para cargas modeladas na situação de junto carga, do agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

6.1.2. As Sobras Alocadas de Usinas Contabilizadas separadamente da carga correspondem a soma das sobras de geração de usinas de SPEs com carga somado a proporção das sobras de geração de usinas que não são participantes SPEs, e são calculadas todos os meses do ano, conforme expressão:

$$\begin{aligned}
& \mathbf{SOBRAS\_ALOC\_SC}_{\alpha,m} \\
&= \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} \left( \mathbf{RATEIO\_SGSPE}_{a,c,m} \right. \\
&\quad \left. + \left( \mathbf{RATEIO\_SGNSPE}_{a,c,m} * \frac{\sum_{p \in \text{PNSPE}} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}}{\sum_{p \in \text{PJC}} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}} \right) \right)
\end{aligned}$$

Onde:

$\mathbf{SOBRAS\_ALOC\_SC}_{\alpha,m}$  é a Sobra Alocada de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$\mathbf{RATEIO\_SGSPE}_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$\mathbf{RATEIO\_SGNSPE}_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “ $p$ ” que não pertençam a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

“PJC” são todas as parcelas de usinas “ $p$ ” modeladas juntamente da carga “ $c$ ”

6.1.3. A Energia Anual Total dos Contratos de Repasse de Autoprodução é determinada pela soma de todos os contratos de repasse de autoprodução, realizados entre o agente gerador e os consumidores, considerando eventual devolução de contrato do agente que possui uma carga para o agente onde está modelada a usina, conforme expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

*Para todo agente consumidor “ $\alpha$ ” que possui participação na usina “ $p$ ”, refletido por algum  $PGDA_{\alpha,p}$ :*

$$\mathbf{EAT\_CONTR\_REP}_{\alpha,f} = \sum_{m \in f-1} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{e \in \text{ECA} \\ e \in \text{EALOCP}}} QM_{e,m} - \sum_{m \in f-1} \sum_{a \in \alpha} \sum_{\substack{e \in \text{EVA} \\ e \in \text{ECSPE}}} QM_{e,m}$$

Onde:

$\mathbf{EAT\_CONTR\_REP}_{\alpha,f}$  é a Energia Anual Total dos Contratos de Repasse de Autoprodução para o agente “ $\alpha$ ”, no ano de apuração “ $f$ ”

$QM_{e,m}$  é a Quantidade Sazonalizada do Contrato “ $e$ ” no mês de apuração “ $m$ ”

“ECA” é o conjunto de contratos de compra “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“EALOCP” é o conjunto de contratos “ $e$ ” de repasse de autoprodução, do perfil de agente vendedor em que está modelada a usina que repassa geração por um PGDA

“EVA” é o conjunto de contratos de venda “ $e$ ” do perfil de agente “ $a$ ”

“ECSPE” é o conjunto de contratos “e”, onde o vendedor é o agente “alfa” e o comprador é o agente onde está modelada a usina que repassa geração por um PGDA

**Importante:**

A partir de Janeiro de 2021, o contrato de repasse de geração só pode ser registrado, por parte do vendedor, no perfil que estiver modelada a usina.

#### 2.1.4. Agregação da Geração Passível de Alocação para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes

7. Uma vez determinadas a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto e Separadamente da Carga, a Geração Passível de Alocação de cada usina para o agente consumidor será a soma dessas duas parcelas, conforme expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m} = ADDC\_GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$$

*Caso contrário:*

$$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m} = GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m} + GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$$

Onde:

$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$ADDC\_GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_JC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

$GPAS\_ALOC\_SC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

#### 2.1.5. Dados de Entrada da Apuração da Geração Passível de Alocação

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para Geração Passível de Alocação</b>	
<b>ADDC_GPAS_ALOC<sub><math>\alpha</math></sub> <sub><math>p,m</math></sub></b>	<b>Descrição</b>
	Unidade
	Fornecedor

Ajuste Decorrente de Deliberação do CA, Decisões Judiciais ou Administrativas para Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “ $p$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”

MWh

CCEE

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Débito de Alocação de geração</b>		
<b>DEB_ALOC<math>\alpha</math>,m</b>	Descrição	Débito de Alocação de geração para o agente “ $\alpha$ ”, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial</b>		
<b>F_PEN_LESP<math>p</math>,m</b>	Descrição	Sinalizador de Ultrapassagem do Limite de Potência Injetada para Penalização do Lastro Especial da parcela de usina “ $p$ ” no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Medição Contábil (Verificação da Ultrapassagem dos Limites da Potência Injetada)
	Valores Possíveis	0 ou 1
<b>Geração Final da Usina</b>		
<b>G<math>p</math>,j</b>	Descrição	Geração de energia de uma parcela de usina “ $p$ ”, ajustada por período de comercialização “ $j$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Alocação de Geração Preliminar</b>		
<b>G_ALOC_PRE<math>p,a,c,m</math></b>	Descrição	Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “ $p$ ”, para o perfil do agente consumidor “ $a$ ”, onde a carga “ $c$ ” está modelada, no mês de apuração “ $m$ ”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Final de Teste da Usina</b>		
<b>GFT<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Geração de teste de uma parcela de usina “p” ajustada, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Consolidação de Informações Ajustadas de Geração e Consumo)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”, utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física para Composição de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Destinada para Atendimento ao Produto</b>		
<b>G_PROD<sub>p,t,l,j</sub></b>	Descrição	Geração destinada para atendimento dos contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Cálculo do Comprometimento de UTEs à Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER por Disponibilidade, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Fluxo de Energia no MRE</b>		
<b>FLUXO_MRE<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Corresponde aos ajustes totais de energia elétrica de uma parcela de usina “p” participante do MRE, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	MRE

		(Cálculo dos Ajustes Totais do MRE)
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre</b>		
<b>MED_C_ACLc,m</b>	Descrição	Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento com Produtos</b>		
<b>PC_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual ajustado final do comprometimento com contratos por disponibilidade da parcela de usina não hidráulica “p”, para atender o produto “t”, associado ao leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento das Usinas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente</b>		
<b>PERC_ALOC<sub>p,a,c,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Geração Alocada da Usina para o Agente</b>		
<b>PGDA<sub><math>\alpha</math>,p</sub></b>	Descrição	Percentual de geração alocada da parcela de usina “p”, atribuído ao agente, “ $\alpha$ ”, independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo, sendo esse percentual utilizado para definição da participação do perfil de agente “a” no rateio dos custos de geração associados ao despacho por razão de segurança energética.
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Geração no ACL Alocada da Usina para o Agente</b>		
<b>PGDAL<sub>a,p</sub></b>	Descrição	Percentual de geração no ACL alocada da parcela de usina “p”, atribuído ao agente, “ $\alpha$ ”, independentemente do fato de as usinas estarem ou não localizadas no mesmo ponto de consumo
	Unidade	n.a
	Fornecedor	Cadastro do Sistema Elétrico
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Sazonalizada do Contrato</b>		
<b>QM<sub>e,m</sub></b>	Descrição	Quantidade Sazonalizada do Contrato “e” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Contratos (Determinação da Quantidade Mensal de CCEALs)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW</b>		
<b>RATEIO_SGSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs</b>		
<b>RATEIO_SGNSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Definição da Geração Alocada para as Cargas)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.6. Dados de Saída da Apuração da Geração Passível de Alocação

<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga</b>		
<b>DEB_ALOC_JC<sub>α,f</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga</b>		
<b>DEB_ALOC_SC<sub>α,f</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Geração Passível de Alocação</b>		
<b>GPAS_ALOC<sub>a,p,j</sub></b>	Descrição	Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “α”, relativa à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Definição da Geração Alocada para as Cargas

### Objetivo:

Definição da geração alocada para a carga de autoprodutores ou produtores independentes para abatimento de encargos presentes na TUSD/TUST.

### Contexto:

Uma vez determinada a geração passível de alocação, é possível definir a geração alocada real para as cargas, com base no percentual de alocação declarado pelo agente. A [Figura 7](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

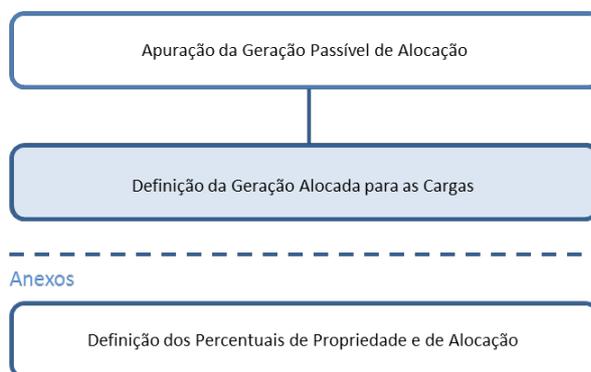


Figura 7: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Alocação de Geração Própria”

### 2.2.1. Definição da Alocação de Geração Realizada pelo Agente e do Consumo a ser Atendido

8. Primeiramente, apura-se a Alocação de Geração Preliminar, calculada pelo percentual de alocação de geração definido pelo agente para atender a respectiva carga escolhida, multiplicado pela Geração Passível de Alocação, conforme a seguinte expressão:

$$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} = GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m} * PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$$

$$a \in \alpha$$

Onde:

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$GPAS\_ALOC_{\alpha,p,m}$  é a Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “α”, relativa à parcela de usina “p”, no mês de apuração “m”

$PERC\_ALOC_{p,a,c,m}$  é o Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

9. O consumo a ser atendido pela alocação de geração é o consumo mensal bruto da carga, expurgando, em caso de cargas parcialmente livre, da parte contratada com a distribuidora.
- 9.1. Para cada carga parcialmente livre, cuja distribuidora local tenha informado que possui um CCER<sub>2</sub> em conformidade com [a regulamentação específica das disposições apresentadas na REN](#)

**nº 376/2009**, no mês de apuração, o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre será determinado por meio da energia bruta consumida pela carga subtraída da quantidade mensal de energia regulada, informada pela distribuidora local, modulada conforme o perfil de consumo da respectiva carga, conforme a seguinte expressão:

$$MED\_C\_ACL_{c,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} MED\_C_{c,j} - QM\_REG_{c,m} \right)$$

Onde:

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$QM\_REG_{c,m}$  é a Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do consumidor, no mês de apuração “m”

- 9.2. Para as demais cargas parcialmente livres, o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre será determinado por meio da energia bruta consumida pela carga subtraída da quantidade modulada de energia regulada, informada pela distribuidora local, conforme a seguinte expressão:

$$MED\_C\_ACL_{c,m} = \max \left( 0; \sum_{j \in m} MED\_C_{c,j} - \sum_{j \in m} Q\_REG_{c,j} \right)$$

Onde:

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

$Q\_REG_{c,j}$  é a Quantidade de Energia Regulada declarada pelo Agente de Distribuição, referente à parcela de carga “c”, do Consumidor Livre, no período de comercialização “j”

- 9.3. Para as cargas totalmente livres, o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre será a própria da energia bruta consumida pela carga, conforme a seguinte expressão:

$$MED\_C\_ACL_{c,m} = \sum_{j \in m} MED\_C_{c,j}$$

Onde:

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C_{c,j}$  é a Medição de Consumo Não Ajustada da parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”

## 2.2.2. Definição das Sobras e Déficits de Geração após a Alocação para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW e do Rateio das Sobras de Geração Alocadas de SPEs

10. Como mencionado anteriormente, em caso de algum consumidor possuir simultaneamente usinas em regime de SPE e usinas fora deste regime, para a alocação de geração ser otimizada, será priorizada a alocação da SPE para cargas de potência demandada igual ou superior a 3.000 kW e, posteriormente, será utilizada a alocação das usinas fora deste regime.

10.1. Logo, a Sobra de Geração de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente para cargas com potência demandada igual ou superior 3.000 kW é definida pelo resultado positivo da diferença entre o consumo de tais cargas e as Alocações de Geração Preliminar das SPEs, conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$SOBRA\_GSPE_{a,c,m} = \max \left( 0; \left( \sum_{p \in PSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right) - MED\_C\_ACL_{c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$SOBRA\_GSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

“PSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que pertençam a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

10.2. De maneira análoga, determina-se a Sobra de Geração das Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente para cargas com potência demandada igual ou superior 3.000 kW, considerando prioritariamente a alocação de geração das SPEs, conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m} = \max \left( 0; \sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} - \max \left( 0, MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_{p \in PSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right) \right)$$

$c \in a$

Onde:

$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que **não pertençam** a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

“PSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que **pertençam** a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

10.3. Para ratear as sobras de geração de SPE, é necessário saber qual é o déficit de alocação de geração que cada carga de potência demandada igual ou superior a 3.000 kW possui. Portanto o Déficit de Alocação de Geração Preliminar dessas cargas é o consumo bruto não atendido pelas alocações determinadas pelo o agente, conforme a seguinte expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m} = \max \left( 0; MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_p G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

10.4. Havendo Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, rateia-se, prioritariamente, as sobras de geração de SPE proporcionalmente ao nível de déficit de cada carga, de forma a não ultrapassar a real necessidade da carga, conforme a seguinte expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$\begin{aligned}
 &RATEIO\_SGSPE_{a,c,m} \\
 &= \min \left( DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}; \frac{DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in CS3MA} DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}} \right) \\
 & * \sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in CS3MA} SOBRA\_GSPE_{a,c,m} \\
 & \qquad \qquad \qquad c \in a
 \end{aligned}$$

Onde:

$RATEIO\_SGSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$SOBRA\_GSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

“C3MA” é o conjunto de cargas “c” com demandada igual ou superior a 3.000 kW, modeladas no perfil de agente “a”

10.5. Por fim, o déficit de alocação de geração que as cargas com potência demandada igual ou superior a 3.000 kW eventualmente ainda possuirão após o rateio das sobras de geração provenientes de SPEs é definido conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada igual ou superior a 3.000 kW:*

$$DEFICIT\_CS3M_{a,c,m} = DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m} - RATEIO\_SGSPE_{a,c,m}$$

$$c \in a$$

Onde:

$DEFICIT\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_PRE\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração Preliminar para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$RATEIO\_SGSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

### 2.2.3. Definição de Sobras e Déficits de Geração após a Alocação para Cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW

11. Como mencionado anteriormente, para cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW, a alocação de geração apenas pode ser feita por usinas fora do regime de SPEs.

11.1. Desta forma, apenas é definida para essas cargas a Sobra de Geração das usinas não participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, definida pelo resultado positivo da diferença entre o consumo de tais cargas e as Alocações de Geração Preliminar das usinas não participantes de SPEs, conforme expressão:

*Se a carga “c” possui potência demandada inferior a 3.000 kW:*

$$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m} = \max \left( 0; \left( \sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right) - MED\_C\_ACL_{c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

“PNSPE” é o conjunto de parcelas de usinas “p” que **não pertencem** a alguma Sociedade de Propósito Específico (SPE)

11.2. Para ratear as sobras de geração de usinas não participantes de SPE, é necessário também saber qual é o déficit de alocação de geração que cada carga de potência demandada inferior a 3.000 kW possui. Portanto, o déficit dessas cargas é o consumo bruto não atendido pelas alocações determinadas pelo o agente, conforme a seguinte expressão

*Se a carga “c” possui potência demandada inferior a 3.000 kW:*

$$DEFICIT\_CI3M_{a,c,m} = \max \left( 0; MED\_C\_ACL_{c,m} - \sum_{p \in PNSPE} G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$DEFICIT\_CI3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$G\_ALOC\_PRE_{p,a,c,m}$  é a Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

## 2.2.4. Definição do Rateio das Sobras de Geração Alocadas de Usinas Não Participantes de SPEs

12. Como a geração das usinas não participantes de SPEs pode ser alocada para qualquer carga do agente, as sobras de tal geração alocada podem ser rateadas para todas as cargas que possuem déficit de atendimento.
- 12.1. Logo, o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas é a soma dos déficits de todas as cargas, independentemente da potência demandada:

$$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m} = DEFICIT\_CS3M_{a,c,m} + DEFICIT\_CI3M_{a,c,m}$$

Onde:

$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}$  é o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_CI3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Inferior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_CS3M_{a,c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

- 12.2. O Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs será realizado de forma proporcional ao nível de déficit de cada carga, independentemente da potência demandada, limitado no respectivo déficit, conforme a seguinte expressão:

$$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m} = \min \left( DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}; \frac{DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}}{\sum_{a \in \alpha} \sum_{c \in a} DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}} * \sum_{a \in \alpha} \sum_c SOBRA\_GNSPE_{a,c,m} \right)$$

$c \in a$

Onde:

$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}$  é o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$SOBRA\_GNSPE_{a,c,m}$  é a Sobra de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs após a Alocação de Geração Realizada pelo Agente, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

## 2.2.5. Definição da Geração Alocada Final para a Carga de Autoprodutores ou Produtores Independentes

13. Após a apuração do rateio das sobras de geração das usinas não participantes de SPEs, é possível verificar o déficit de alocação de geração final para todas as cargas do agente e, portanto, a própria alocação de geração final.

13.1. Deste modo, o Déficit Final de Alocação de Geração é o Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas que eventualmente não tenham sido atendidas pelo Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, conforme expressão a seguir:

$$DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m} = \max(0; DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m} - RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m})$$

$$c \in a$$

Onde:

$DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m}$  é o Déficit Final de Alocação de Geração da carga “c”, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_TOT\_PRE_{a,c,m}$  é a Déficit Total Preliminar de Alocação de Geração para Cargas, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

$RATEIO\_SGNSPE_{a,c,m}$  é o Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”

13.2. A Alocação de Geração Preliminar para cada Carga é definida pela quantidade de geração que atendeu o consumo, conforme a seguinte expressão:

$$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m} = MED\_C\_ACL_{c,m} - DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m}$$

Onde:

$TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}$  é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”

$MED\_C\_ACL_{c,m}$  é o Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

$DEFICIT\_TOT\_FINAL_{c,m}$  é o Déficit de Alocação de Geração Final da carga “c”, no mês de apuração “m”

13.3. A alocação calculada para o agente pode ser abatida por um eventual saldo negativo formado pela consolidação do Débito de Alocação de Cargas Modeladas Junto à Usina, referente à venda de energia incentivada e alocação da mesma energia, e o Débito de Alocação de Cargas Modeladas Separadamente, referente à alocação de geração de Usinas Modeladas Separadamente da Carga quando do não registro de contratos equivalentes, conforme a seguinte expressão:

*Se o mês de apuração for janeiro:*

$$DEB\_ALOC_{\alpha,m} = DEB\_ALOC_{\alpha,m-1} + DEB\_ALOC\_JC_{\alpha,f} + DEB\_ALOC\_SC_{\alpha,f} + ADDC\_DEB\_ALOC_{\alpha,m}$$

*Caso contrário:*

$$DEB\_ALOC_{\alpha,m} = \max\left(0; DEB\_ALOC_{\alpha,m-1} - \sum_{c \in \alpha} TOT\_ALOC\_PRE_{c,m-1}\right) + ADDC\_DEB\_ALOC_{\alpha,m}$$

Onde:

DEB\\_ALOC<sub>α,m</sub> é o Débito de Alocação de geração para o agente “α”, no mês de apuração “m”

DEB\\_ALOC\\_JC<sub>α,f</sub> é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga, para o agente “α”, no ano de apuração “f”

DEB\\_ALOC\\_SC<sub>α,f</sub> é o Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”

DEB\\_ALOC<sub>α,m-1</sub> é o Débito de Alocação de geração para o agente “α”, no mês de apuração “m-1”

TOT\\_ALOC\\_PRE<sub>c,m-1</sub> é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “c”, no mês de apuração “m-1”

ADDC\\_DEB\\_ALOC<sub>α,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Débito de Alocação de geração para o agente “α” no mês de apuração “m”

- 13.4. Uma vez apurado, o Débito de Alocação de Geração para a Carga será abatido da Alocação Preliminar para cada carga do agente, calculado proporcionalmente a alocação para cada carga desse agente, conforme a seguinte expressão:

$$DEB\_ALOC\_CARGA_{c,m} = DEB\_ALOC_{\alpha,m} * \frac{TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}}{\sum_{c \in \alpha} TOT\_ALOC\_PRE_{c,m}}$$

Onde:

DEB\\_ALOC\\_CARGA<sub>c,m</sub> é o Débito de Alocação de Geração para a Carga” da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

DEB\\_ALOC<sub>α,m</sub> é o Débito de Alocação de geração para o agente “α”, no mês de apuração “m”

TOT\\_ALOC\\_PRE<sub>c,m</sub> é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”

- 13.5. Por fim, a Alocação de Geração Final para cada Carga é definida pela Alocação Preliminar calculada para a carga, considerando eventual redução por débitos de alocação auferidos ao agente, conforme a seguinte expressão:

*Se há algum Ajuste Decorrente de Deliberação do CAD, Decisões Judiciais ou Administrativas:*

$$TOT\_ALOC\_GC_{c,m} = ADDC\_AGF_{c,m}$$

*Caso contrário:*

$$TOT\_ALOC\_GC_{c,m} = \max(0; TOT\_ALOC\_PRE_{c,m} - DEB\_ALOC\_CARGA_{c,m})$$

Onde:

TOT\_ALOC\_GC<sub>c,m</sub> é o Alocação de Geração Final para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”

ADDC\_AGF<sub>c,m</sub> é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a Alocação de Geração Final para a carga “c” no mês de apuração “m”

TOT\_ALOC\_PRE<sub>c,m</sub> é o Alocação de Geração Preliminar para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”

DEB\_ALOC\_CARGA<sub>c,m</sub> é o Débito de Alocação de Geração para a Carga” da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”

## 2.2.6. Dados de Entrada da Definição da Geração Alocada para as Cargas

<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, ou Decisões Judiciais ou Administrativas para a Alocação de Geração Final</b>		
<b>ADDC_AGF<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas para a Alocação de Geração Final para a carga “c” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Débito de Alocação de Geração</b>		
<b>ADDC_DEB_ALOC<sub>α,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAd, Decisões Judiciais ou Administrativas referente ao Débito de Alocação de geração para o agente “α” no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga</b>		
<b>DEB_ALOC_JC<sub>α,f</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Junto à Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Apuração da Geração Passível de Alocação)

	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga</b>		
<b>DEB_ALOC_SC<sub>α,f</sub></b>	Descrição	Débito de Alocação referente a Geração de Usinas Contabilizadas Separadamente da Carga para o agente “α”, no ano de apuração “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Apuração da Geração Passível de Alocação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Geração Passível de Alocação</b>		
<b>GPAS_ALOC<sub>a,p,j</sub></b>	Descrição	Geração Passível de Alocação para o agente consumidor “α”, relativa à parcela de usina “p”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Alocação de Geração Própria (Apuração da Geração Passível de Alocação)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Medição de Consumo Não Ajustada da carga</b>		
<b>MED_C<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Informação medida de consumo, agregada por parcela de carga “c”, por período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Medição Contábil (Agregação dos Dados dos pontos de medição)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Quantidade Mensal de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor</b>		
<b>QM_REG<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Declaração mensal da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, por meio de um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, associada à parcela da carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Quantidade Modulada de Energia Regulada Declarada pelo Distribuidor</b>		
<b>Q_REG<sub>c,j</sub></b>	Descrição	Declaração da energia fornecida a uma carga parcialmente livre, caso não exista um Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER firmado entre o consumidor e o distribuidor, associada à parcela da carga “c”, no período de comercialização “j”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente</b>		
<b>PERC_ALOC<sub>p,a,c,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Alocação de Geração Determinado pelo Agente, da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.2.7. Dados de Saída da Definição da Geração Alocada para as Cargas

<b>Alocação de Geração Preliminar</b>		
<b>G_ALOC_PRE<sub>p,a,c,m</sub></b>	Descrição	Alocação de Geração Preliminar da parcela de usina “p”, para o perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre</b>		
<b>MED_C_ACL<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Consumo Bruto no Ambiente de Comercialização Livre da parcela de carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>RATEIO_SGSPE<sub>a,c,m</sub></b>	<b>Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW</b>
-------------------------------------	--

	Descrição	Rateio das Sobras de Geração da SPE para Cargas com Potência Demandada Igual ou Superior a 3.000 kW, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs</b>		
<b>RATEIO_SGNSPE<sub>a,c,m</sub></b>	Descrição	Rateio das Sobras de Geração de Usinas Não Participantes de SPEs, do perfil do agente consumidor “a”, onde a carga “c” está modelada, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Alocação de Geração Final</b>		
<b>TOT_ALOC_GC<sub>c,m</sub></b>	Descrição	Alocação de Geração Final para cada Carga “c”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 3. Anexo

#### 3.1. Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina

##### Objetivo:

Definir os percentuais de propriedade do agente na usina, em função dos diversos arranjos societários do empreendimento e dos aspectos de modelagem de ativos.

##### Contexto:

Como uma determinada usina pode possuir vários proprietários, é necessário definir qual o percentual de participação de cada agente no empreendimento, de acordo com as condições estabelecidas no parágrafo 4º do art. 26 da Lei 11.488, para relacionar a quantidade gerada da usina passível de alocação de geração própria para cada agente consumidor proprietário.

Uma usina pode ser representada pelo próprio agente ou por terceiros, por meio de um agente varejista ou uma Sociedade de Propósito Específica (SPE) podendo possuir participação societária de um ou mais agentes. A propriedade de cada agente no empreendimento de geração é composta pela verificação da cadeia societária das empresas de geração, informadas pelo agente à Aneel.

Além disso, caso possua mais de um ativo de consumo, o agente deve definir o percentual da geração de sua propriedade que será destinado para uma de suas cargas, conforme estabelecido em Procedimento de Comercialização específico.

A [Figura 8](#) relaciona esta etapa em relação ao módulo completo:

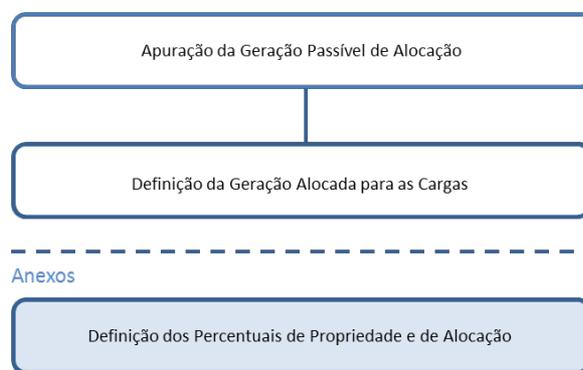


Figura 8: Esquema Geral do Módulo de Regras: "Alocação de Geração Própria"

### 3.1.1. Definição do Percentual de Propriedade Original do Agente

14. O Percentual de Propriedade Original do Agente é determinado pela participação do agente no empreendimento de geração. Como nos casos mais comuns de autoprodução apenas há um único agente consumidor proprietário da geração e suas cargas estão modeladas juntamente com a usina, não há necessidade de cadastro específico para diferenciar proprietários. Porém, nos demais casos, como os de agentes com participação em usinas do mesmo grupo econômico, ou com participações societárias diversas ou detentoras de determinadas porcentagens de ação com direito a voto, há a necessidade do cadastro específico para estabelecer a participação de cada proprietário na usina. Portanto, o Percentual de Propriedade Original do Agente é determinado conforme expressão:

(I) Se a parcela de usina "p" **não possui** cadastros de autorização de propriedade:

$$PERCENT\_PROP_{\alpha,p} = 100\%$$

Sendo "α" o agente que, em algum de seus perfis, a usina "p" está modelada:

(II) Se a parcela de usina "p" **possui** cadastros de autorização de propriedade:

$$PERCENT\_PROP_{\alpha,p} = CADT\_AUTO_{\alpha,p}$$

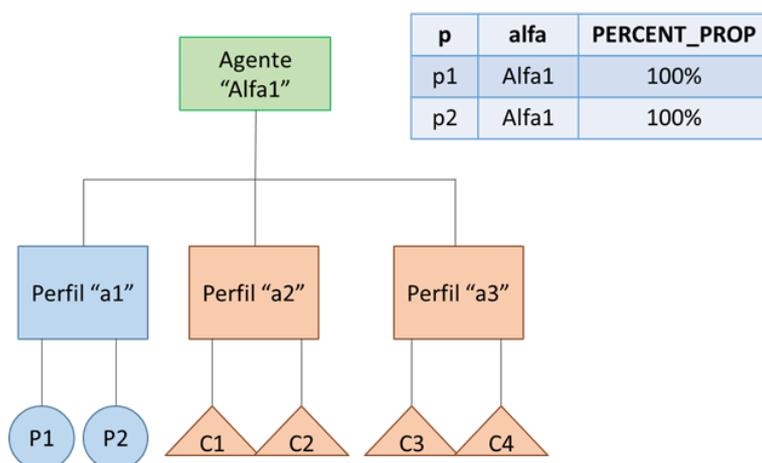
Sendo "α" o agente que possui a propriedade da parcela de usina "p", que não necessariamente está modelada em algum perfil do agente "α"

Onde:

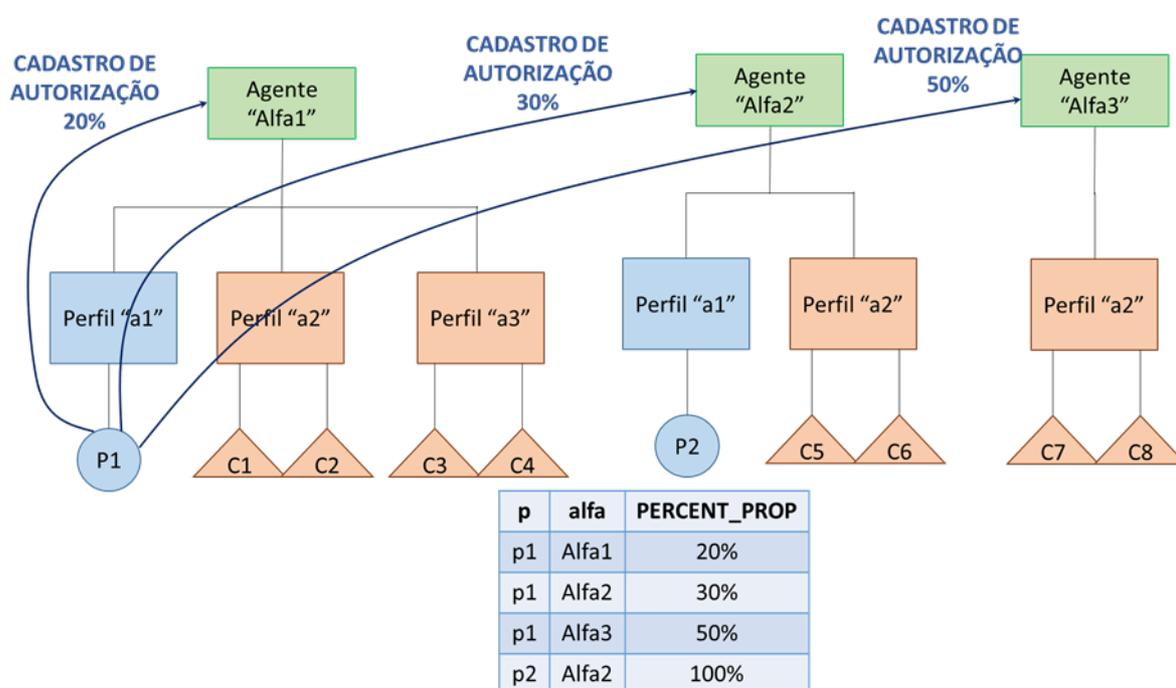
$PERCENT\_PROP_{\alpha,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente "α", relativa à parcela de usina "p"

$CADT\_AUTO_{\alpha,p}$  é o Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente "α", relativa à parcela de usina "p"

#### Exemplo 1



## Exemplo 2



15. No caso do Agente Varejista, o Percentual de Propriedade Original do Agente deve se limitar aos agentes representados que possuem participação no respectivo empreendimento de geração, para que os demais representados não usufruam indevidamente de uma energia que não possuem direito. Logo, o Percentual de Propriedade Original do Agente é determinado como nos casos da Linha de Comando anterior, porém vinculado a cada agente representado, dando origem ao Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista, conforme expressão:

(I) Se a parcela de usina "p" pertence a um agente representado por um agente varejista e **não possui** cadastros de autorização de propriedade:

$$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha, rp, p} = 100\%$$

Sendo "α" o agente varejista que, em algum de seus perfis, a usina "p" está modelada, que pertence ao representado "rp":

(II) Se a parcela de usina “p” **possui** cadastros de autorização de propriedade para representados de agentes varejistas:

$$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha,rp,p} = CADT\_AUTO\_VAR_{\alpha,rp,p}$$

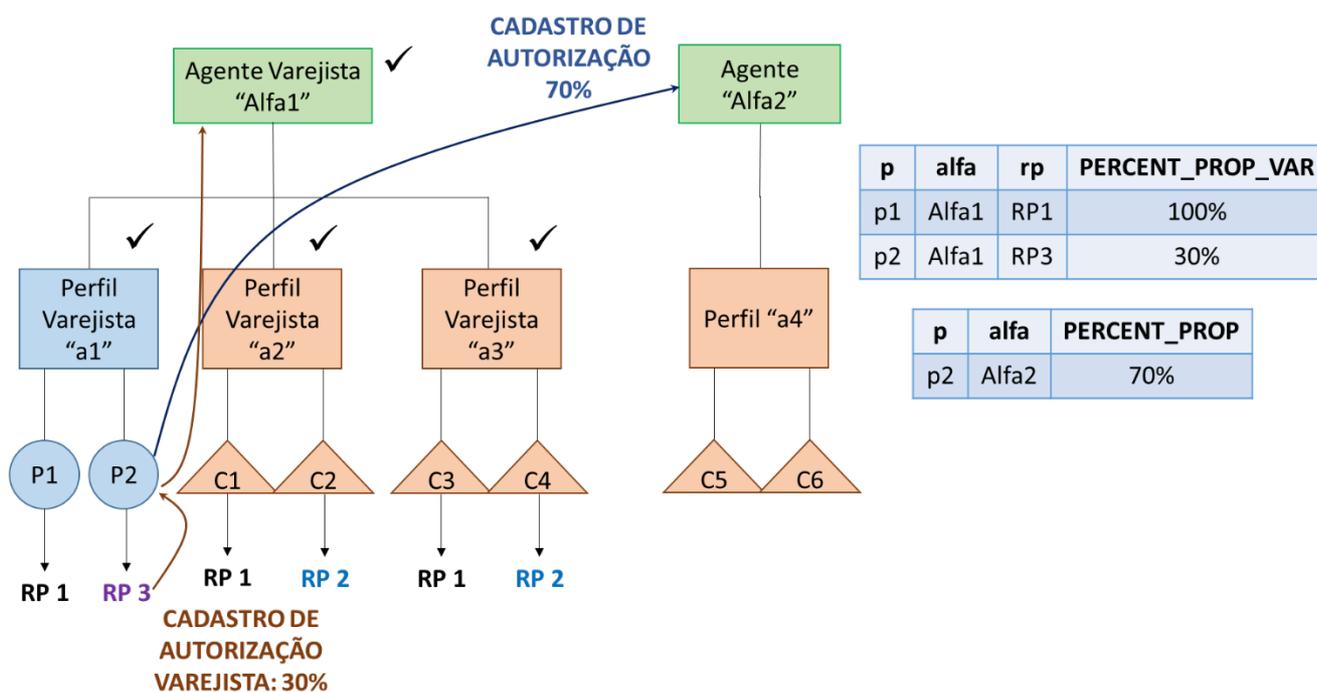
Sendo “ $\alpha$ ” o agente varejista que seus representados “rp” possuem a propriedade da parcela de usina “p”, que não necessariamente está modela em algum perfil do agente varejista “ $\alpha$ ”

Onde:

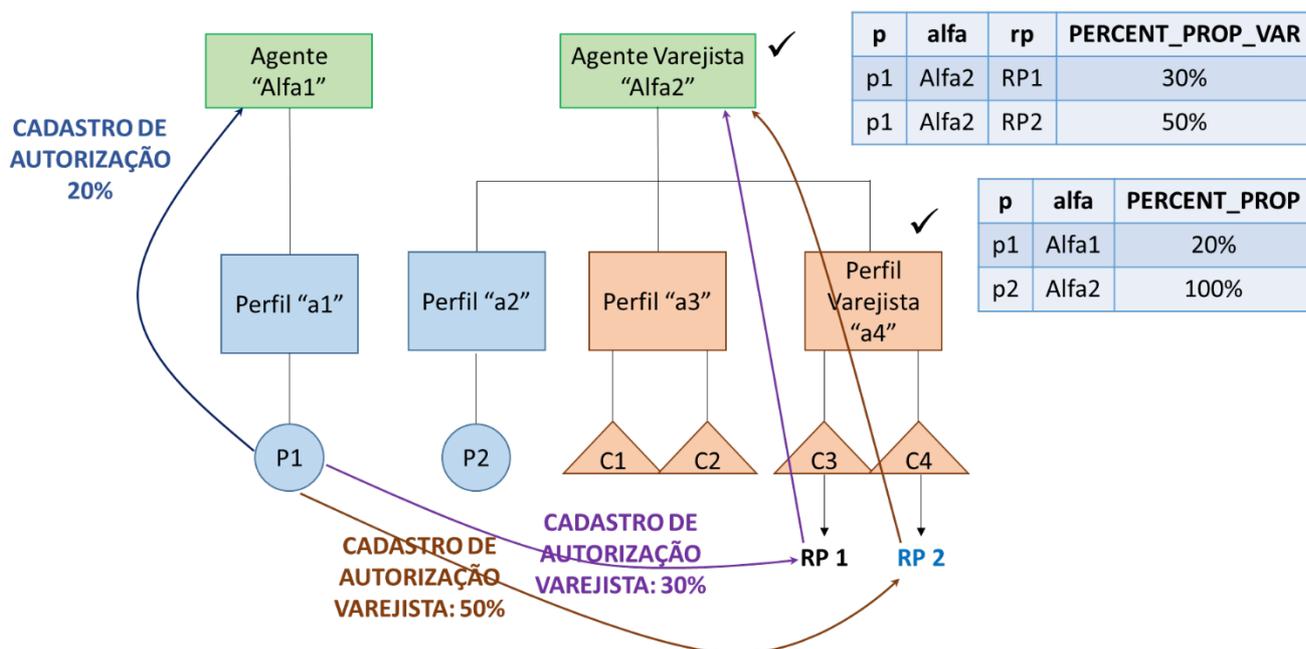
$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha,rp,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista “ $\alpha$ ”, vinculada ao representado “rp”, que possui propriedade da parcela de usina “p”

$CADT\_AUTO\_VAR_{\alpha,rp,p}$  é o Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente Varejista “ $\alpha$ ”, vinculada ao representado “rp”, que possui propriedade da parcela de usina “p”

### Exemplo 3



### Exemplo 4



### 3.1.2. Definição do Percentual de Propriedade Final do Agente

16. O percentual de propriedade final do agente é a soma de todos os percentuais de propriedade que o agente possui de uma usina. Como esse percentual definirá a parte da geração do empreendimento atribuído ao agente proprietário, chega-se ao Percentual de Geração Destinado ao Agente. Vale ressaltar que as usinas do Regime de Cotas não se enquadram no direito de Alocação de Geração Própria, pois conceitualmente não pertencem ao agente proprietário para este fim:

*Se a parcela de usina “p” não participa do regime de cotas:*

$$PGDA_{\alpha,p} = PERCENT\_PROP_{\alpha,p} + \sum_{rp} PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha,rp,p}$$

*Se a parcela de usina “p” participa do regime de cotas:*

$$PGDA_{\alpha,p} = 0$$

Onde:

$PGDA_{\alpha,p}$  é o Percentual de Geração Destinada ao Agente “ $\alpha$ ”, que possui propriedade da parcela de usina “p”

$PERCENT\_PROP_{\alpha,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente “ $\alpha$ ”, relativa à parcela de usina “p”

$PERCENT\_PROP\_VAR_{\alpha,rp,p}$  é o Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista “ $\alpha$ ”, vinculada ao representado “rp”, que possui propriedade da parcela de usina “p”

### 3.1.3. Dados de Entrada da Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina

<b>Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente</b>		
<b>CADT_AUTO<sub>α,p</sub></b>	Descrição	Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente “α”, relativa à parcela de usina “p”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Cadastro de Autorização de Propriedade do Agente Varejista</b>		
<b>CADT_AUTO_VAR<sub>α,r</sub></b> <small>p,p</small>	Descrição	Percentual de Propriedade Original do Agente Varejista “α”, vinculada ao representado “rp”, que possui propriedade da parcela de usina “p”
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

#### 3.1.4. Dados de Saída da Definição dos Percentuais de Propriedade do Agente na Usina

<b>Percentual de Geração Destinada ao Agente</b>		
<b>PGDA<sub>α,p</sub></b>	Descrição	Percentual de Geração Destinada ao Agente Consumidor “α”, da parcela de usina “p”
	Unidade	n.a.
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

**ANEXO XXVIII**  
**Penalidade de Energia de Reserva**  
**Versão 2022.2.0**

## 1. Introdução

**Este módulo envolve:** Todos os agentes de geração vendedores de energia de reserva registrados na CCEE.

O Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, regulamentou a contratação de energia de reserva a fim de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

A energia de reserva será contratada por meio de leilões a serem promovidos exclusivamente para este fim. Em relação aos leilões, a entrada em operação comercial das unidades geradoras do empreendimento que comporá a Reserva poderá ocorrer durante os anos subsequentes ao início da entrega da energia contratada, ficando assegurada, neste caso, a contratação de toda a parcela da garantia física proveniente do respectivo empreendimento que for contratado como Reserva.

Caso a usina não entre em operação comercial com quaisquer de suas unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como nos casos de indisponibilidades, sujeitará a aplicação de penalidades ao agente proprietário do empreendimento.

A ~~Figura 1~~ **Figura 1** apresenta a relação do módulo de “Penalidades de Energia de Reserva” com os demais módulos das Regras de Comercialização.

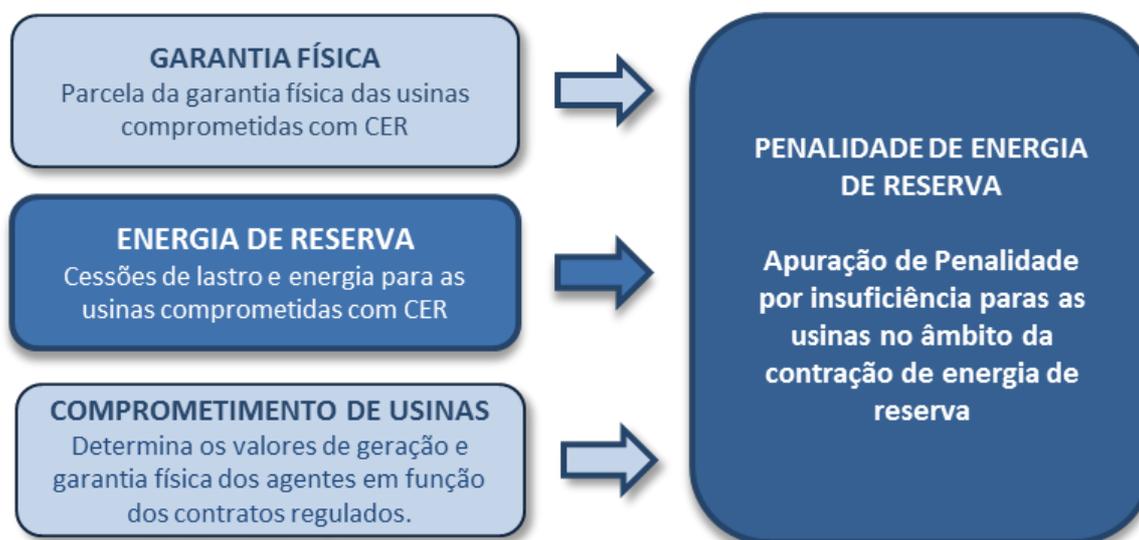


Figura 1: Relação do módulo Penalidades de Energia de Reserva com os demais módulos das Regras de Comercialização

## 1.1. Conceitos Básicos

### 1.1.1. O Esquema Geral

O módulo “Penalidades de Energia de Reserva”, esquematizado na [Figura 2](#), é composto por uma sequência de etapas de cálculo com o objetivo de apurar os valores de penalidades por insuficiência de lastro para usinas comprometidas com Contratos de Energia de Reserva - CER:

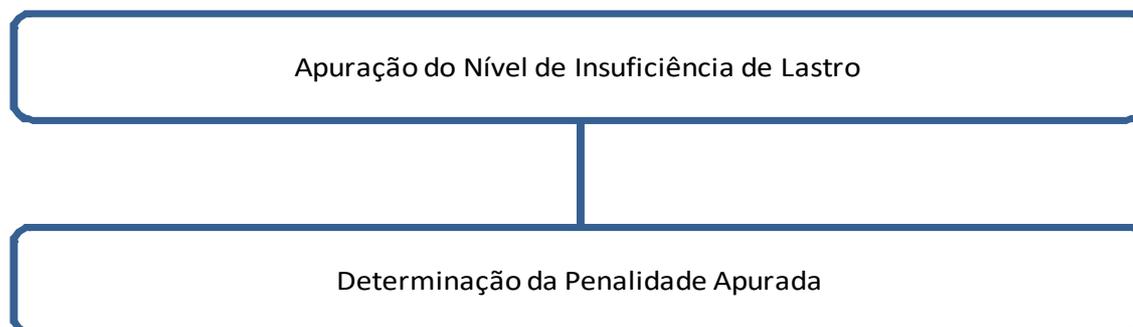


Figura 2: Esquema Geral do Módulo de Regras de Energia de Reserva

São apresentadas abaixo as descrições das etapas da apuração das penalidades de energia de reserva que serão detalhadas neste documento:

#### **Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia para usinas comprometidas com CER**

- **Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro:** apura o nível de insuficiência de lastro de energia para usinas comprometidas com CER, com base no ano civil anterior ao ano de apuração.
- **Determinação da Penalidade Apurada:** valora o nível de insuficiência de lastro de energia em função da décima parte da receita fixa unitária da usina prevista no CER.

### 1.1.2. Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia

A aplicação de penalidades técnicas está prevista no inciso III do § 6º A do art. 1º da Lei nº 10.848/04. A regulamentação constante nos Art. 2º e 3º do Decreto nº 5.163/04 visa estabelecer condições quanto à comercialização de energia elétrica e potência. Sendo que o inciso I do Art. 2º do Decreto nº 5.163/04, por sua vez determina que os agentes vendedores de energia deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir cem por cento de seus contratos, estando os mesmos sujeitos a penalidades no caso de descumprimento de tal compromisso conforme previsto no Art. 3º do Decreto em questão.

Especificamente para a contratação no âmbito da Energia de Reserva, cuja regulamentação está prevista no Decreto nº 6.353/08, os recursos das parcelas de usinas serão constituídos pela garantia física do empreendimento para atendimento dos contratos de energia de reserva e, somente para as usinas a biomassa, os montantes adquiridos por meio de cessão de energia e lastro equivalente. O requisito, por sua vez, serão os Contratos de Energia de Reserva, a partir das respectivas datas de início de suprimento dos mesmos.

O parágrafo único do Art. 7º do Decreto nº 6.353/08, prevê que a insuficiência de lastro para venda, no âmbito da contratação de energia de reserva, ensejará a aplicação da penalidade no caso de não

entrada em operação comercial de quaisquer unidades geradoras até as respectivas datas previstas no cronograma do empreendimento, bem como no caso de sua indisponibilidade.

## 2. Determinação das Etapas das Penalidades de Energia de Reserva

### 2.1. Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro

#### Objetivo:

Calcular o nível de insuficiência de lastro de cada usina comprometida com CER, pertencente a cada agente.

#### Contexto:

Considerar os ajustes previamente obtidos na apuração do nível da insuficiência de lastro. A [Figura 3](#) situa essa etapa do cálculo em relação ao módulo completo:

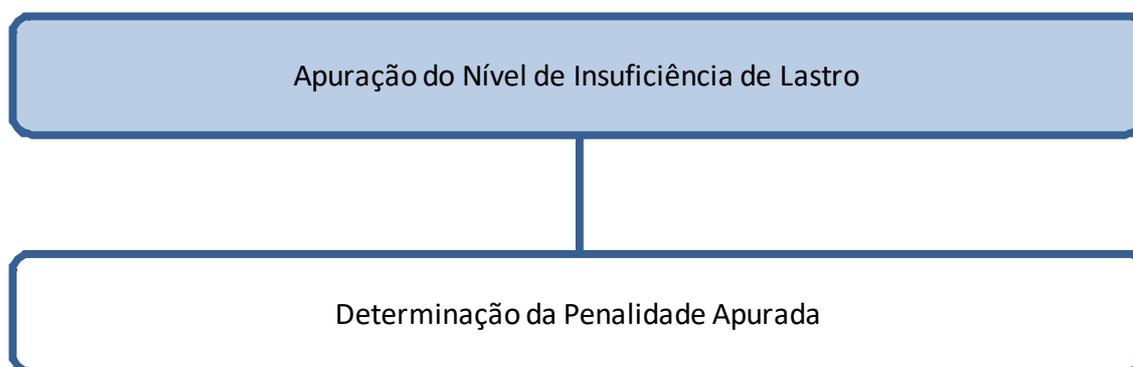


Figura 3: Esquema Geral do Módulo de Regras: “~~Penalidade de Energia de Reserva~~Penalidade de Energia de Reserva”

#### 2.1.1. Detalhamento da Apuração do Nível da Insuficiência de Lastro

A apuração do nível da insuficiência de lastro é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

1. A penalidade por insuficiência de lastro para venda, no âmbito da contratação de energia de reserva, será apurada sempre em janeiro de cada ano, verificando os 12 meses do ano anterior (ano civil).
2. A apuração de Penalidade de Energia de Reserva considera dados de transações que correspondem ao ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração. Entretanto, as usinas possuem diferentes períodos de entrega da energia comprometida com CER (janela de entrega) uma das outras. Ou seja, para uma determinada usina o período de entrega ou ano de entrega de energia pode começar em algum mês intermediário de um determinado ano civil e terminar em algum mês intermediário do ano civil seguinte, contudo este período deve ser de 12 meses, porém pode ser diferente de um ano civil. A partir desta observação, em virtude de possíveis descasamentos entre a entrega de energia de uma determinada usina comprometida com CER, e o período considerado na apuração de Penalidade de Energia de Reserva, será considerado a apuração de recursos e requisitos mensais. Com a apuração mensal do requisito a quantidade de energia considerada como comprometida com CER em

cada mês de referência que estiver sendo apurado corresponderá ao montante comprometido no período de entrega em que o mês de referência pertencer. Logo, serão considerados dados de comprometimento com CER de dois anos de entrega de forma proporcional ao período que corresponde ao ano civil anterior ao de apuração. A [Figura 4](#) ilustra um exemplo de descasamento entre o ano de entrega de um determinado CER e o ano civil considerado na apuração da Penalidade de Energia de Reserva.

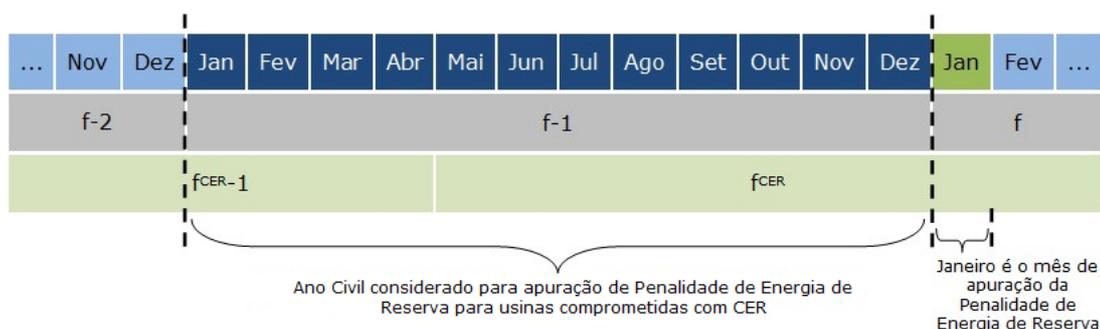


Figura 4: Exemplo de descasamento entre o ano de entrega do CER e um ano civil

3. Na apuração de Penalidade de Energia de Reserva são considerados como recursos de cada usina, a sua respectiva garantia física para atendimento dos contratos de energia de reserva, e, somente para usinas a biomassa, os montantes adquiridos por meio de Cessão de Energia e Lastro equivalente. O Recurso de Lastro Mensal (MWh) de cada usina para apuração de penalidade é calculado conforme a seguinte expressão:

*Para as usinas a Biomassa:*

$$RECURSO\_CER_{p,t,l,m} = QGFIS\_CER_{p,t,l,m} + \sum_{pcd \in CEPCD} CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$$

*Para as demais Fontes:*

$$RECURSO\_CER_{p,t,l,m} = QGFIS\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$RECURSO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Recurso de Lastro Mensal para apuração de penalidade da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês "m"

$QGFIS\_CER_{p,t,l,m}$  é o Quantidade de Garantia Física Mensal Comprometida com o CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês "m"

$CEL_{pcd,pcs,t,l,m}$  é a Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

"CEPCD" é o conjunto de todas as parcelas de usinas "pcd" que cederam para a parcela de usina cessionária "pcs" no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcd" é a parcela de usina que realizou cessão no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

"pcs" é a parcela de usina que adquiriu cessão no Mecanismo de Cessão de Energia de Reserva

“pcs” corresponde à parcela de usina “p”

- 3.1. A Quantidade de Garantia Física Mensal de cada usina corresponde ao somatório da Garantia Física apurada da usina durante cada mês do ano civil anterior ao de apuração (MWh), conforme a seguinte expressão:

$$QGFIS\_CER_{p,t,l,m} = \left( \sum_{j \in m} GFIS_{p,j} \right) * PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$$

Onde:

$QGFIS\_CER_{p,t,l,m}$  é a Quantidade de Garantia Física Mensal Comprometida com o CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$GFIS_{p,j}$  é a Garantia Física Apurada da parcela de usina “p” por período de comercialização “j”

$PCGF\_PROD_{p,t,l,m}$  é o Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina, “p”, para cada produto, “t”, do leilão, “l”, no mês “m”

4. O Requisito de Lastro Mensal de cada usina para apuração de Penalidade de Energia de reserva corresponde há quantidade de energia comprometida com Contrato de Energia de Reserva. Logo, o Requisito de Lastro mensal de cada usina é calculado considerando a Garantia Física comprometida com produtos negociados em Contratos de Energia de Reserva de cada mês pertencente ao ano civil anterior ao de apuração, conforme a seguinte expressão:

$$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m} = GF\_PROD_{p,t,l,m} * M\_HORAS_m$$

$$\forall l \in LPLER$$

$$\forall t \in TLPLER$$

Onde:

$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$GF\_PROD_{p,t,l,m}$  é a Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”

$M\_HORAS_m$  é a Quantidade de Horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

5. O Nível de Insuficiência de Lastro Mensal de cada Usina (MWh) é obtido pela diferença entre os requisitos e os recursos de Lastro das mesmas. Assim, valores positivos significam déficit de Lastro e valores negativos significam que a usina atendeu aos Requisitos e teve sobra de Recurso, expressão:

$$NILE\_CER_{p,t,l,m} = REQUISITO\_CER_{p,t,l,m} - RECURSO\_CER_{p,t,l,m}$$

Onde:

$NILE\_CER_{p,t,l,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$RECURSO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Recurso de Lastro Mensal para apuração de penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

6. O Nível de Insuficiência de Lastro Anual de cada Usina (MWh) corresponde ao somatório do Nível de Insuficiência de Lastro Mensal de todos os meses pertencentes ao ano civil anterior ao de processamento, subtraído de eventuais Ajustes decorrentes de Deliberação do Conselho Administrativo (CAAd) da CCEE. As usinas impossibilitadas de iniciar sua operação comercial devido a atrasos das instalações de transmissão/distribuição poderão, a critério da ANEEL, ficar isentas da apuração do nível de insuficiência de lastro. Assim, valores positivos significam déficit de Lastro e valor igual a zero significa que a usina atendeu aos Requisitos e que até mesmo teve sobra de Recurso, expressão:

$$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1} = \max \left( 0, \left( \sum_{m \in f-1} NILE\_CER_{p,t,l,m} - \sum_{m \in f-1} ADDC\_CER\_PNL_{p,t,l,m} \right) - ENFA\_DT_{p,t,l,f-1} \right)$$

Onde:

$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$NILE\_CER_{p,t,l,m}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”

$ADDC\_CER\_PNL_{p,t,l,m}$  é o Ajuste Decorrente de Deliberação do CAAd para Apuração de Penalidade para cada parcela de usina “p”, produto “t”, leilão “l”, no mês “m”

$ENFA\_DT_{p,t,l,f-1}$  é o Energia não fornecida Anual por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto, “t”, do leilão, “l”, do Ano de Apuração anterior, “f-1”

**Importante:**

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior "f-1", no ano de apuração "f", o resultado terá como referência o ano apurado "f-1".

**2.1.2. Dados de Entrada da Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro**

<b>Total de Cessão de Energia e Lastro equivalente Recebida pela parcela de usina</b>		
<b>CEL<sub>pcd,pcs,t,l,m</sub></b>	Descrição	Cessão de Energia/Lastro negociada bilateralmente entre a parcela de usina cedente "pcd" e a parcela de usina cessionária "pcs", para o produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Agentes
	Valores Possíveis	Positivos ou zero
<b>Garantia Física Apurada</b>		
<b>GFIS<sub>p,j</sub></b>	Descrição	Garantia Física Apurada da parcela de usina "p", no período de comercialização "j", utilizada para verificação de lastro de comercialização de energia do agente proprietário da usina
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Garantia Física (Cálculo da Garantia Física por Usina)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade</b>		
<b>PCGF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Percentual de Comprometimento da Garantia Física com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contratos de Energia de Reserva por Quantidade por parcela de usina, "p", para cada produto, "t", do leilão, "l", no mês de apuração, "m"

	Unidade	n.a.
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Comprometimento de UTEs a Biomassa, com Modalidade de Despacho Tipo IB, IIB ou III (CVU nulo), comprometidas com CCEAR ou CER, e PCHs comprometidas com CER por Quantidade/ Usinas Termelétricas, Exceto Usinas a Biomassa com modalidade de despacho IB, IIB e III, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade/ usinas eólicas, Comprometidas com CCEAR por Disponibilidade ou CER)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Quantidade de Horas no Mês</b>	
<b>M_HORAS<sub>m</sub></b>	Descrição	Quantidade de horas no mês de apuração “m” compreendida no período de vigência do contrato
	Unidade	hora
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos
<hr/>		
	<b>Garantia Física Comprometida com Produto Negociado em Contratos por Disponibilidade ou CER por Quantidade</b>	
<b>GF_PROD<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Apresenta o valor da Garantia Física Comprometida com Produtos Negociados em Contratos por Disponibilidade ou Contrato de energia de Reserva por Quantidade da parcela de usina “p”, comprometida com o produto, “t”, do leilão, “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	MW médio
	Fornecedor	Comprometimento de Usinas (Tratamento das Variáveis Iniciais Utilizadas para Cálculo do Comprometimento das Usinas com Contratos Regulados)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<hr/>		
	<b>Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde para Apuração de Penalidade de Energia de Reserva</b>	
<b>ADDC_CER_PNL<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Ajuste Decorrente de Deliberação do CAde para Apuração de Penalidade de Energia de Reserva da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”
	Unidade	MWh

	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero
<b>Energia não fornecida Anual por conta do atraso</b>		
<b>ENFA_DT<sub>p,t,l,f</sub></b>	Descrição	Energia não fornecida Anual por conta do atraso da entrada em operação comercial das instalações de transmissão/distribuição de cada parcela de usina, “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no Ano de Apuração, “f”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	ANEEL
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

### 2.1.3. Dados de Saída da Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro

<b>Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina</b>		
<b>NILEA_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina</b>		
<b>NILE_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

<b>Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade</b>		
<b>REQUISITO_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”
	Unidade	MWh
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

## 2.2. Determinação da Penalidade Apurada

### Objetivo:

Calcular a penalidade por insuficiência de lastro de cada usina comprometida com CER e do agente proprietário de tal usina.

### Contexto:

Esta seção tem como finalidade valorar a insuficiência de lastro de energia apurada na seção anterior. A [Figura 5](#) ilustra a etapa de apuração de penalidade do Módulo de Penalidade de Energia de Reserva:

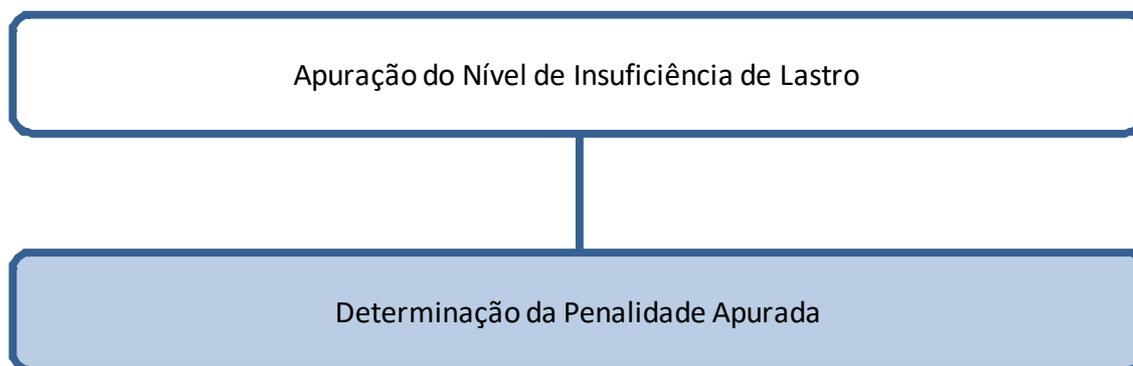


Figura 5: Esquema Geral do Módulo de Regras: “Penalidade de Energia de Reserva”

### 2.2.1. Detalhamento da Determinação da Penalidade Apurada

A determinação da penalidade apurada é realizada de acordo com os seguintes comandos e expressões:

7. A Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual para cada Usina (R\$) é apurada anualmente, apenas no mês de janeiro, pela aplicação ao Montante de Insuficiência de Lastro Anual do Preço de Venda Atualizado para Insuficiência de Lastro do Contrato de Energia de Reserva de cada usina, conforme a seguinte expressão:

$$PILE\_CER_{p,t,l,f-1} = NILEA\_CER_{p,t,l,f-1} * PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1}$$

Onde:

$PILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é a Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Preço da Insuficiência de Lastro do CER da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

**Importante:**

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior "f-1", no ano de apuração "f", o resultado terá como referência o ano apurado "f-1".

- 7.1. O Preço para valoração da Insuficiência de Lastro de Energia do Contrato de Energia de Reserva de cada usina, é determinado anualmente, sempre no mês de janeiro, pela décima parte da receita fixa unitária do empreendimento, em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), conforme a seguinte expressão:

*Para as usinas a Biomassa e usinas Hidráulicas comprometidas com o 3º LER:*

$$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1} = F\_RFIX * \left( \frac{\sum_{m \in f-1} RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}}{\sum_{m \in f-1} REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}} \right)$$

*Para as demais Fontes:*

$$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1} = F\_RFIX * \left( \frac{\sum_{m \in f-1} RF_{p,t,l,m}}{\sum_{m \in f-1} REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}} \right)$$

Onde:

$PVA\_ILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é o Preço para Valoração da Insuficiência de Lastro do CER da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", do ano anterior ao de apuração "f-1"

$REQUISITO\_CER_{p,t,l,m}$  é o Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês "m"

$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$  é a Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina "p", para cada produto "t", do leilão "l", para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega "f<sup>CER</sup>", no mês de apuração "m" que corresponder ao ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração de Penalidade de Energia de Reserva

$RF_{p,t,l,m}$  é a Receita Fixa Mensal da parcela de usina "p", referente ao produto "t", do leilão "l", no mês de apuração "m"

$F\_RFIX$  é o Fator da Receita Fixa que valora as Penalidades de Energia de Reserva das usinas comprometidas com CER

"m" corresponde a cada um dos meses do ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração da Penalidades de Energia de Reserva

**Importante:**

Para o cálculo do Preço para Valoração da Insuficiência de Lastro do CER de cada usina será considerado o somatório da Receita Fixa de todos os meses pertencentes ao ano civil anterior ao mês de janeiro de cada ano de apuração da Penalidade de Energia de Reserva, dividido pelo somatório do Requisito de Lastro de todos os meses pertencentes ao ano civil anterior ao ano de apuração. O Requisito de Lastro Mensal de cada usina corresponde ao Montante de Energia comprometido com CER em cada mês.

8. O Montante de Penalidade apurada para cada perfil de agente (R\$) corresponde ao somatório das Penalidades por Insuficiência de Lastro Anual das parcelas de usinas pertencentes ao mesmo, conforme a expressão:

$$PILE\_CER\_PA_{a,f-1} = \sum_{p \in \alpha} \left( \sum_{l \in LPLER} \sum_{t \in TLPLER} PILE\_CER_{p,t,l,f-1} \right)$$

Onde:

$PILE\_CER\_PA_{a,f-1}$  é o Montante de Penalidade apurada para o perfil de agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$PILE\_CER_{p,t,l,f-1}$  é a Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

“TLPLER” é o conjunto dos produtos “t”, em que a parcela da usina “p”, está comprometida com o leilão de energia de reserva “l”

“LPLER” é o conjunto de leilões de energia de reserva “l”, em que cada parcela de usina “p” está comprometida

**Importante:**

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior “f-1”, no ano de apuração “f”, o resultado terá como referência o ano apurado “f-1”.

9. A Penalidade apurada para cada agente (R\$) corresponde ao somatório dos Montantes de Penalidades a serem pagas por todos os perfis de agentes pertencentes a este, conforme a expressão a seguir:

$$PILE\_CER\_TOT_{\alpha,f-1} = \sum_{a \in \alpha} PILE\_CER\_PA_{a,f-1}$$

Onde:

$PILE\_CER\_TOT_{\alpha,f-1}$  é o Montante de Penalidade apurada do agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

$PILE\_CER\_PA_{a,f-1}$  é o Montante de Penalidade apurada para o perfil de agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”

**Importante:**

O resultado anual da apuração do nível de insuficiência de lastro e da apuração da penalidade de energia de reserva correspondem ao ano civil de referência dos dados. Como esta penalidade é apurada para o ano anterior “f-1”, no ano de apuração “f”, o resultado terá como referência o ano apurado “f-1”.

## 2.2.2. Dados de Entrada da Apuração de Penalidade de Energia de Reserva

<b>Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina</b>		
$NILEA\_CER_{p,t,l,f-1}$	Descrição	Nível de Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidades de Energia de Reserva (Nível de Insuficiência de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Receita Fixa Mensal</b>		
$RF_{p,t,l,m}$	Descrição	Receita Fixa Mensal da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/mês
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Fonte Eólica, solar, PCH e CGH)
	Valores Possíveis	Positivos
<b>Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER</b>		
$RFAM\_CER_{p,t,l,f^{CER},m}$	Descrição	Receita Fixa Mensal do Empreendimento Comprometido com CER, da parcela de usina “p”, para cada produto “t”, do leilão “l”, para o período de apuração da entrega de energia do CER associada ao ano de entrega “f <sup>CER</sup> ”, no mês de apuração “m”
	Unidade	R\$/mês
	Fornecedor	Contratação de Energia de Reserva (Fonte Biomassa)

	Valores Possíveis	Positivos
<b>Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade</b>		
<b>REQUISITO_CER<sub>p,t,l,m</sub></b>	Descrição	Requisito de Lastro Mensal para Apuração de Penalidade da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, no mês “m”
	Unidade	MWh
	Fornecedor	Penalidade de Energia de Reserva (Apuração do Nível de Insuficiência de Lastro)
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Fator da Receita Fixa que valora as Penalidades de Energia de Reserva</b>		
<b>F_RFIX</b>	Descrição	Fator da Receita Fixa que valora as Penalidades de Energia de Reserva das usinas comprometidas com CER. Este fator atualmente corresponde a 0,1
	Unidade	n.a.
	Fornecedor	CCEE
	Valores Possíveis	Positivos

### 2.2.3. Dados de Saída da Apuração de Penalidade de Energia de Reserva

<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina</b>		
<b>PILE_CER<sub>p,t,l,f-1</sub></b>	Descrição	Penalidade por Insuficiência de Lastro Anual da parcela de usina “p”, referente ao produto “t”, do leilão “l”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero
<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia do Perfil de Agente</b>		
<b>PILE_CER_PA<sub>a,f-1</sub></b>	Descrição	Montante de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia apurada para o perfil de agente “a”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos ou Zero

---

<b>Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia do Agente</b>		
<b>PILE_CER_TOT<sub><math>\alpha</math>,f-1</sub></b>	Descrição	Montante de Penalidade por Insuficiência de Lastro de Energia apurada para o agente “ $\alpha$ ”, do ano anterior ao de apuração “f-1”
	Unidade	R\$
	Valores Possíveis	Positivos, Negativos ou Zero

---