

PSR



Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor

Produto 10

Relatório final da proposta de transição

Versão 2 – 16 de agosto de 2022

Contents

1	Introdução e objetivo	2
1.1	Objetivo do projeto.....	3
1.2	Relatórios anteriores.....	3
1.3	Objetivo deste relatório	4
1.4	Organização do relatório	4
2	Cenários regulatórios avaliados	5
3	Avaliação das medidas regulatórias necessárias.....	7
3.1	Abertura de mercado.....	7
3.1.1	Contratos legados.....	8
3.1.2	Separação D&C	13
3.1.3	Obrigatoriedade de migração	15
3.2	Contratação centralizada de lastro	15
3.3	Formação de preço por oferta.....	17
4	Implementação das medidas regulatórias necessárias em cada um dos cenários.....	20
	ANEXO A – Glossário	22
	ANEXO B – Relatório do Produto 6.....	26
	ANEXO C – Relatório do Produto 7.....	531
	ANEXO D – Relatório do Produto 9	612

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional e onde os leilões de energia ganharam protagonismo, tornando os consumidores regulados os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019, determinando que, até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, interessada em avaliar de forma antecipada e em profundidade as implicações econômicas e financeiras dessas potenciais mudanças assim como as opções disponíveis à liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, diminuindo a competitividade do país ao ponto de inviabilizar atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de uma expansão inadequada resultando em blackouts ou racionamentos energéticos deletérios à economia, como em 2001; (c) as diferentes arbitragens regulatórias existentes no SEB que privilegiam certos segmentos, comprometendo a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de uma ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”;
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado deste projeto é um plano de ação que detalha o mecanismo de transição para se alcançar um cenário de desenho de mercado de mínimo custo de energia, incluindo sugestões de ações legais e infralegais a serem implementadas para lograr este objetivo.

1.2 Relatórios anteriores

No relatório referente ao **Produto 6**, constante no ANEXO B deste documento, foram apresentados os principais resultados numéricos para os desenhos regulatórios analisados no contexto deste projeto.

No relatório referente ao **Produto 7**, constante no ANEXO C deste documento, foram analisadas as propostas legais do projeto de modernização (Projeto de Lei 414) sob a ótica de diferentes agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

No relatório referente ao **Produto 9**, constante no ANEXO D deste documento, foi realizada uma qualitativa sobre quais as medidas legais seriam necessárias para que houvesse a implementação de cada um dos desenhos regulatórios determinados neste trabalho, criando assim uma base para as proposições legais que serão apresentadas neste documento.

1.3 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 10** deste projeto e objetiva apresentar uma avaliação sob as medidas regulatórias necessárias para implementação de cada um dos cenários desenhados no âmbito deste projeto. Esta avaliação focará na regulamentação necessária a nível de Lei e, portanto, não se deve perder de vista que outros dispositivos infralegais serão ainda necessários para regulamentar algumas matérias dependendo, naturalmente, do cenário a ser perseguido.

1.4 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2 são descritos os cenários regulatórios analisados; na sequência, no Capítulo 3 são avaliadas as medidas regulatórias necessárias para a abertura do mercado, a contratação centralizada de lastro e a mudança no mecanismo de formação de preço; por fim, no Capítulo 4 são atribuídas as medidas regulatórias necessárias para a implementação de cada um dos cenários descritos no Capítulo 2.

2 CENÁRIOS REGULATÓRIOS AVALIADOS

No relatório do Produto 3, a seguinte figura havia sido apresentada com os oito cenários que seriam avaliados neste projeto.

Todos avaliados entre sim e não há opção para os intermediários		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de integração de RCP e e-AC	Despacho por Oferta de Preço?	Abertura e Poder de Mercado
1	Business as Usual com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X	X
2	Abertura parcial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X	X
3	Abertura parcial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X	X
4	Abertura parcial do mercado, Leilão Centralizado de Lastro e Descotização	☑	Livre	X	☑
5	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X	X
6	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X	X
7	Abertura parcial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑	X
8	Abertura parcial do mercado, Oferta de Preço, Leilão Centralizado de Lastro e Descotização	☑	Livre	☑	☑

Figura 2-1 - Descrição dos oito cenários apresentados no Produto 3

Contudo, com a aprovação da MP 1.031/2021 (convertida na Lei 14.182/2021), que dispunha sobre a capitalização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, todos os casos passaram a considerar a descotização das usinas hidroelétricas que compõem o portfólio da empresa. Assim, os **Cenários 4 e 8** foram descartados, uma vez que não haveria distinção entre esses e os **Cenários 3 e 7**, respectivamente.

Com a redução do número de casos, decidiu-se por adicionar um novo caso para considerar um cenário composto por: (a) leilão centralizado de lastro; (b) abertura total do mercado; e (c) despacho por oferta de preço. O conjunto total de casos a serem simulados, já com o ajuste de numeração com a exclusão de dois e a inclusão de um, aparece na figura a seguir.

Todos avaliados entre sim e não há opção para os intermediários		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de integração de RCP e e-AC	Despacho por Oferta de Preço?
1	Business as Usual com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X
2	Abertura parcial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X
3	Abertura parcial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X
4	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X
5	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X
6	Abertura parcial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑
7	Abertura total do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	☑

Figura 2-2 - Descrição dos sete cenários que serão simulados

De forma mais detalhada temos os seguintes cenários regulatórios:

- Cenário 1: Business as Usual
 - Desenho de mercado baseado no arcabouço legal e regulatório atual. Este cenário considera a obrigação de 100% de contratação respaldada por garantia física, a realização de leilões de reserva de capacidade, a formação de preço por meio do despacho por custo e o cronograma de abertura de mercado para o alta e média tensão.
- Cenário 2: 100% potencialmente livre e leilão de reserva
 - Este cenário é similar ao **Cenário 1**, porém com todos os consumidores podendo ser livres ou permanecer no ACR.
- Cenário 3: 100% potencialmente livre e leilão centralizado de lastro
 - Este cenário é similar ao **Cenário 2**, porém com a coordenação da expansão sendo realizada por meio de leilões centralizados para a contratação de lastro a fim de respaldar a demanda de energia e de ponta.
- Cenário 4: 100% livre e leilão de reserva
 - Este cenário é similar ao **Cenário 2**, porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.
- Cenário 5: 100% livre e leilão centralizado de lastro
 - Este cenário é similar ao **Cenário 3**, porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.
- Cenário 6: 100% potencialmente livre, leilão de lastro e oferta de preço
 - Este cenário é similar ao **Cenário 3**, porém o despacho por custo seria substituído pelo despacho por oferta de preço-quantidade dos agentes.
- Cenário 7: 100% livre, leilão de lastro e oferta de preço
 - Este cenário é similar ao **Cenário 6**, porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.

Observa-se, portanto, que os cenários focam em três principais alterações regulatórias: (i) abertura do Mercado Livre, em diferentes profundidades; (ii) contratação de lastro para o sistema; (iii) mudança no modelo de formação de preço e despacho. Assim, estes três tópicos serão analisados em maior profundidade ao longo deste relatório.

3 AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS REGULATÓRIAS NECESSÁRIAS

Ao longo do relatório do Produto 9 foram abordadas, de forma qualitativa, quais medidas regulatórias seriam necessárias para a implementação de cada um dos três principais tópicos abordados nos cenários desenhados neste projeto, a saber: (i) abertura de mercado; (ii) contratação centralizada de lastro; (iii) formação de preço por oferta. Neste capítulo serão apresentadas propostas de redação e/ou desenho de mecanismos para cada um dos tópicos abordados no relatório do produto anterior deste projeto.

3.1 Abertura de mercado

Conforme mencionado ao longo do relatório anterior, o § 3º do Art. 15 da Lei nº 9.074 prevê que o poder concedente, após oito anos da aprovação desta Lei, poderia rever as condições mínimas estabelecidas nestes artigos, conforme transcrito abaixo.

“Art. 15.....”

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.”

Neste sentido, entende-se que a abertura do Mercado Livre poderia ser feita por meio de uma Portaria do Ministério de Minas e Energia, assim como foi feito recentemente para reduzir alguns limites para acesso a este mercado (Portaria nº 514/2018 e nº 465/2019). No entanto, conforme abordado no relatório do Produto 9, a mudança nos critérios para acesso ao Mercado Livre via Lei possibilita que outras questões fundamentais para garantir a sustentabilidade do setor sejam também endereçadas.

Assim, concordamos que a proposta que consta da mais recente versão do Projeto de Lei nº 414, referenciada no relatório do Produto 7 como “Versão Câmara”, endereça de forma satisfatória este ponto. De acordo com a proposta, haveria substituição do texto do § 3º do Art. 15 de forma que o poder concedente fosse obrigado a reduzir os limites de acesso, conforme transcrição abaixo.

“Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 15.....”

~~*§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.*~~

§ 3º O poder concedente deverá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste artigo e no art. 16 até alcançar todas as unidades consumidoras, inclusive aquelas atendidas em tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts).”

.....”

Outra proposta trazida no relatório do Produto 9 quanto a abertura do mercado é sobre o estabelecimento de um cronograma, com marcos intermediários que viabilizem a conscientização, operacionalização e, por fim, a abertura em si.

Novamente, concordamos que a proposta que consta da última versão do Projeto de Lei 414 (transcrita abaixo – grifo nosso) endereça de forma satisfatória este ponto ao adicionar o Art. 15-A na Lei 9.074/1995.

“Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

*“Art. 15-A. **A redução dos limites de carga e tensão**, nos termos do § 3º do art. 15, para unidades consumidoras atendidas por tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), **deverá ocorrer em até 42** (quarenta e dois) **meses** da entrada em vigor deste artigo.*

Parágrafo único. O Poder Executivo, em até 24 (vinte e quatro) meses da entrada em vigor deste artigo, deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), que deverá conter, pelo menos:

*I – **ações de comunicação para conscientização dos consumidores** visando à sua atuação em um mercado liberalizado;*

*II – regulamentação de ações para **aprimoramento da infraestrutura de medição, faturamento**, inclusive que visem disseminar a fatura em meio digital em prol da modicidade tarifária e do meio ambiente, fomento da inovação e modernização das redes de distribuição de energia elétrica, com foco na redução de barreiras técnicas, econômicas, regulatórias e relativas aos custos dos equipamentos;*

III – regulamentação para o suprimento de última instância, inclusive no que se refere às condições econômicas e financeiras para a viabilidade e sustentabilidade dessa atividade e a definição dos consumidores com direito a esta forma de suprimento, hipótese na qual não se aplica a antecedência mínima de 5 (cinco) anos prevista no §8º do art. 15.; e

*IV – **avaliação dos custos, impactos e benefícios** da redução dos limites de que trata o caput.”*

.....”

Assim como feito no relatório do Produto 9, destacamos novamente que esse processo de abertura do mercado deve ser acompanhado de outras medidas importantes que garantam a sustentabilidade do setor como um todo, como, por exemplo, o equacionamento dos custos dos contratos legados das distribuidoras. Algumas propostas são apresentadas abaixo.

3.1.1 Contratos legados

No Produto nº 9 foram abordadas, de forma qualitativa, algumas medidas que poderiam ser implementadas com vistas a mitigar problemas relacionados aos contratos legados em uma eventual abertura de mercado. Abaixo serão apresentadas algumas propostas de redação para que as sugestões sejam efetivamente implementadas.

Aprimoramento e criação de mecanismos de gerenciamento de portfólio

Mecanismo de Venda de Excedentes

O primeiro tópico abordado no relatório anterior foi a mudança no *benchmark*: utilizado pela Aneel para auferir se houve ou não prejuízo ao consumidor decorrente da venda de excedentes contratuais por parte da distribuidora no MVE. Esta definição consta no Art. 112 da Resolução Normativa nº 1.009/2022 da Aneel, transcrita abaixo.

“Art. 112. O Mecanismo de Venda de Excedentes implicará nos seguintes repasses tarifários:

I - O efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização dos respectivos contratos na CCEE e ao encerramento da contabilização do ano civil, conforme metodologia de cálculo a ser definida no Módulo 4 do Proret;

II - As vendas de montantes referentes aos cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório da distribuidora, ou à sua sobrecontratação involuntária, terão 50% de seus efeitos compartilhados em caso de benefício financeiro ou 100% repassados à distribuidora em caso de prejuízo.

§ 1º O benefício financeiro de que trata o inciso II consiste na diferença, caso positiva, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.

§ 2º O prejuízo de que trata o inciso II consiste na diferença, caso negativa, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.

.....”

Entendemos que a fim de conferir maior incentivo a participação das distribuidoras neste tipo de mecanismo, deveria ser feita a diferenciação da aferição do benefício financeiro, de que trata o inciso II acima, pelo produto negociado, conforme proposta a seguir.

“Art. 112. O Mecanismo de Venda de Excedentes implicará nos seguintes repasses tarifários:

II -

~~*§ 1º O benefício financeiro de que trata o inciso II consiste na diferença, caso positiva, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.*~~

*§ 1º O benefício financeiro de que trata o inciso II **nos casos de venda em produtos com preço variável** consiste na diferença, caso positiva, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.*

~~*§ 2º O prejuízo de que trata o inciso II consiste na diferença, caso negativa, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.*~~

*§ 2º O prejuízo de que trata o inciso II **nos casos de venda em produtos com preço variável** consiste na diferença, caso negativa, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.*

§ 3º O benefício financeiro de que trata o inciso II **nos casos de venda em produtos com preço fixo** consiste na diferença, caso positiva, entre o valor da venda de excedente e o preço médio de compra da distribuidora (P_{MIX}) no período da venda.

§ 4º O prejuízo de que trata o inciso II **nos casos de venda em produtos com preço fixo** consiste na diferença, caso negativa, entre o valor da venda de excedente e o preço médio de compra da distribuidora (P_{MIX}) no período da venda.

.....”
Mecanismo Competitivo de Descontratação

O Mecanismo Competitivo de Descontratação foi instituído pela Lei 14.120, porém ainda não regulado. Em um ambiente de livre contratação, entendemos ser de fundamental importância a realização de um “mega leilão de descontratação” das distribuidoras com vistas a aliviar o volume de contratos legados do mercado regulado e aumentar a oferta para o mercado livre, evitando assim um desbalanço físico-comercial no sistema.

Como forma de aumentar a efetividade do mecanismo de descontratação propõem-se a realização de um leilão centralizado, sequencial, voluntário e de preços decrescentes com as seguintes características:

1. Na fase de cadastramento, os agentes vendedores que desejam descontratar sua energia deverão informar
 - *Receita_{oferta}*: Receita ofertada pelo gerador para descontratar esse montante não poderá ser inferior a um ano de receita do empreendimento, proporcional ao montante reduzido (regra atualmente utilizada nos processamentos de MCSD-EN com oferta de redução dos geradores);
 - *Q_{ofertado}*: Volume de energia ofertado para descontratação pelo gerador em MWh;
2. Na etapa seguinte, a CCEE (ou o responsável pelo leilão) deverá calcular:
 - *ICB_{atualizado}*: ICB original do leilão atualizado pelo IPCA;
 - *ICB_D*: Métrica que será utilizada como um dos critérios de classificação dos empreendimentos

$$ICB_D = ICB_{atualizado} + \frac{Receita_{oferta}}{Q_{ofertado}^{anualizado}}$$

3. Os projetos são então agrupados da seguinte maneira
 - i. Por faixa de preço: a partir do valor atualizado do ICB do leilão, os projetos serão agrupados em faixas de 50 R\$/MWh, i.e., 200-250 R\$/MWh, 251-300 R\$/MWh etc.

- ii. Dentro de cada faixa de preço, os projetos serão ordenados da seguinte forma:
 - I. ICB_D mais elevado;
 - II. Maior duração de contrato remanescente;
 - III. Contratos por disponibilidade cujos empreendimentos associados venham apresentando baixa performance.
4. Inicia-se o leilão e, para cada faixa de preço, procede-se da seguinte maneira:
 - i. Distribuidoras declaram quantidade desejada para desconstrução;
 - ii. Avaliam-se as curvas de oferta e demanda: caso haja cruzamento entre as curvas, os pares contratuais devem ser avaliados e, na eventualidade de um descasamento entre eles, roda-se um MCSD de maneira a realizar cessões entre as distribuidoras para equalizar os montantes desconstruídos;
 - iii. Critério de parada do leilão
 - i. Caso Oferta > Demanda: encerra-se o leilão
 - ii. Caso Oferta < Demanda: procede-se para a próxima faixa de preço
5. Se ao final do leilão, considerando as reduções, alguma distribuidora tiver um incremento superior a 10% no preço médio do portfólio calculado no último processo tarifário, retoma-se ao MCSD da etapa 4 para rearranjo dos volumes de cessão entre as distribuidoras.

Mecanismo de cessão bilateral de contratos

Outro ponto debatido no relatório do Produto 9 é a criação de um mecanismo que possibilite as distribuidoras a trocarem entre si contratos. Este tem sido o pleito de algumas, sob o argumento de que assim mitiga-se alguns riscos associados ao MCSD, como por exemplo o aumento do custo médio de contratação.

Neste sentido, a última versão do PL 414 traz uma redação que possibilita a realização deste tipo de mecanismo (transcrita a seguir), com a qual concordamos. Ressaltamos a importância da manutenção da condicionante de anuência por parte do vendedor, dado que haverá, neste caso, uma mudança na contraparte do contrato.

“Art. 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 2º

§ 25. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica **poderão transferir CCEARs entre si, de forma bilateral e independente dos mecanismos centralizados de compensação de posições contratuais**, desde que haja anuência do vendedor.

§ 26. A Aneel definirá calendário a ser observado para a realização das trocas de contratos nos termos do § 25. (NR)”

.....”

Criação de mecanismo de repartição dos custos decorrentes da migração

Último tópico trazido no relatório do Produto 9 acerca dos contratos legados diz respeito a criação de um mecanismo capaz de repartir os custos decorrentes da migração entre mercado regulado e livre. Neste sentido o debate envolve dois pontos principais: a) como calcular o valor deste encargo; e b) qual deveria ser o mercado pagante deste novo encargo. Na nossa visão, o valor deste encargo deve ser calculado apurando-se o volume de sobrecontratação das distribuidoras decorrente da migração no ano, valorando-o a diferença entre o custo de compra, neste caso o P_{MIX} da distribuidora incluindo o risco hidrológico, e o custo de venda, PLD¹. Destacamos que é difícil afirmar que a sobrecontratação do ano A é decorrente única e exclusivamente da migração no ano A e não também dos anos A-n, por exemplo. Por isso, entendemos que este custo deveria ser rateado minimamente entre os consumidores cativos e aqueles consumidores que migrarem após a publicação do novo ato normativo, podendo também ser estendido aos consumidores que já migraram em algum momento (livres existentes).

O PL 414 apresenta como proposta o rateio do custo decorrente da sobrecontratação ou exposição involuntária, decorrente de movimentos de migração entre ambientes de comercialização, entre todos os consumidores livres² e regulados, conforme transcrição abaixo (grifo nosso). Observa-se que o trecho vai além da sobrecontratação e prevê também casos de exposição involuntária decorrente de um retorno massivo de consumidores ao mercado regulado de forma abrupta, assim como ocorreu na Inglaterra recentemente.

¹ Caso a distribuidora realize vendas em mecanismos de descontração, como o Mecanismo de Venda de Excedentes, o resultado desta operação deve ser considerado para o cálculo deste encargo.

² A exceção são os autoprodutores, que pagariam por este encargo na parcela do consumo não auto suprida.

“Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 16-C. Os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com **excesso involuntário** de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15, 15-A e 16 desta Lei, ou **déficit involuntário** decorrente do atendimento aos consumidores com direito ao suprimento de última instância, conforme Art. 15-A serão alocados a **todos os consumidores dos ambientes de contratação regulada e livre**, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica.

§ 1º Os resultados de que trata o caput serão calculados pela Aneel.

§ 2º O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o § 20 do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, deverá ser considerado no cálculo do encargo tarifário de que trata o caput.

3º O encargo a ser pago pelo autoprodutor deverá ser calculado com base no consumo líquido, nos termos definidos pelo § 5º do art. 16- F.”

.....”

3.1.2 Separação D&C

Conforme abordado no relatório do Produto 9 deste projeto, um outro ponto de atenção neste contexto de liberalização do mercado diz respeito ao papel da distribuidora neste novo desenho setorial. Neste sentido, entende-se ser necessário a separação das atividades de comercialização e distribuição, inicialmente a nível contábil e, posteriormente, a nível de outorga. Para isso, faz-se necessário alterar a Lei nº 9.074.

O PL 414 em sua última versão traz em sua redação uma alteração nesta lei que obriga a separação D&C em termos contábeis e tarifários em até 24 meses após a aprovação da lei e possibilita a assinatura de novos contratos de concessão específicos após 24 meses, conforme transcrito abaixo (grifo nosso). Entendemos que seria necessário apenas um ajuste neste texto que faculte ao poder concedente a obrigação da separação destas outorgas em um momento de renovação ou nova licitação da outorga.

“Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 9º-A **O serviço de comercialização regulada de energia elétrica deverá ser segregado do serviço público de distribuição de energia elétrica**, a fim de permitir a fixação de tarifas específicas que garantam o equilíbrio econômico e financeiro de cada atividade, considerando os riscos e custos de cada uma de forma separada, inclusive no que tange à gestão da contratação da energia.

§ 1º Em até **24 meses** da aprovação deste artigo, deverá ser feita a **segregação contábil e tarifária** das atividades.

*§ 2º **A partir de 24 meses** da aprovação deste artigo, a pedido da concessionária de distribuição, **poderá ser assinado contrato de concessão específico para o serviço de comercialização regulada de energia elétrica**, mediante a segregação do atual contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, mantidos os mesmos prazos de concessão e condições de prorrogação vigentes.*

§ 3º Caso ocorra a constituição de empresa específica para a prestação do serviço de comercialização regulada de energia elétrica, esta poderá agregar todas as concessões derivadas de distribuidoras do mesmo grupo econômico em uma única outorga.

§ 4º Aplica-se ao serviço de comercialização regulada de energia elétrica as mesmas condições de contratação estipuladas na Lei 10.848 de 15 de março de 2004 para o fornecimento, pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, ao mercado regulado.

§ 5º No momento da renovação ou licitação após o vencimento dos contratos de concessão vigentes, o poder concedente poderá exigir que sejam assinados contratos de concessão específicos para o serviço de comercialização regulada de energia elétrica e para o serviço público de distribuição de energia elétrica.”

.....”

Supridor de Última Instância

Em um ambiente de mercado liberalizado é importante definir a figura do Supridor de Última Instância – ente responsável por fazer o atendimento a consumidores que não cumpram os requisitos (ou que não consigam fazer os processos) para migração ou a consumidores que estejam desamparados por conta da suspensão ou encerramento das atividades do seu vendedor de energia. Sobre este tema, entendemos que a proposta que consta da última versão do PL 414 ao definir as obrigações do ‘serviço de comercialização regulada de energia elétrica’, conforme transcrição abaixo, endereça de forma satisfatória esta questão.

“Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 9º-B O serviço de comercialização regulada de energia elétrica compreende o atendimento a consumidores que, dentre outros:

I – não cumpram os requisitos de carga e tensão previstos nos arts. 15, 15-A e 16 para exercício da opção de contratar livremente sua energia elétrica;

II - a despeito de cumprirem os requisitos de carga e tensão previstos nos arts. 15, 15-A e 16, não exerçam a opção de contratar livremente sua energia elétrica;

III - tendo exercido a opção de contratar livremente sua energia elétrica, encontrem-se amparados pelo direito ao suprimento de última instância, decorrente da suspensão ou encerramento das atividades do vendedor da energia no ambiente de livre contratação;

IV – não sejam aceitos ou não recebam ofertas de vendedores de energia elétrica.”

.....”

3.1.3 Obrigatoriedade de migração

Para que houvesse a obrigatoriedade da migração dos consumidores para o Mercado Livre de energia, entendemos que a última versão do texto do PL 414 poderia ser aproveitada, com algumas supressões, conforme abaixo. A manutenção do inciso III é necessário para que haja um atendimento de última instância a todos os consumidores, enquanto a do inciso IV garante também que consumidores vulneráveis (e.g. baixa renda) sejam atendidos por algum ente.

“Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 9º-B O serviço de comercialização regulada de energia elétrica compreende o atendimento a consumidores que, dentre outros:

~~I – não cumpram os requisitos de carga e tensão previstos nos arts. 15, 15-A e 16 para exercício da opção de contratar livremente sua energia elétrica;~~

~~II – a despeito de cumprirem os requisitos de carga e tensão previstos nos arts. 15, 15-A e 16, não exerçam a opção de contratar livremente sua energia elétrica;~~

III - tendo exercido a opção de contratar livremente sua energia elétrica, encontrem-se amparados pelo direito ao suprimento de última instância, decorrente da suspensão ou encerramento das atividades do vendedor da energia no ambiente de livre contratação;

IV – não sejam aceitos ou não recebam ofertas de vendedores de energia elétrica.”

.....”

3.2 Contratação centralizada de lastro

Conforme discutido no relatório do Produto 9 deste projeto, a implementação da contratação centralizada de lastro passaria, inicialmente, pela definição desta modalidade de contratação, incluindo uma definição do que seria o produto negociado neste tipo de certame. Neste sentido, a nível de lei, entendemos que a proposta que consta da última versão do PL 414 endereça a criação deste mecanismo e, ao ser generalista, possibilita ao Poder Concedente a definição, por meio de normativos infralegais, da metodologia para valoração deste lastro a depender dos atributos considerados na contratação. Entende-se, no entanto, que seria necessário apenas suprimir a possibilidade da contratação de reserva de capacidade, uma vez que este seria um dos atributos que comporiam o lastro das usinas.

“Art. Xº A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º O poder concedente, conforme regulamento, poderá promover a contratação centralizada de energia elétrica, ~~de reserva de capacidade~~ ou de lastro para o atendimento das necessidades de confiabilidade e adequabilidade sistêmica do mercado nacional, observado o que segue:

I - o estabelecimento da metodologia para quantificação dos valores máximos de oferta de lastro de cada empreendimento; e

II - a homologação da relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integrarão o processo licitatório, a título de referência, com base em sistemática a ser definida em regulamento.

.....
§ 5º O lastro de que trata o caput:

I – é a contribuição de cada empreendimento ao provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica; e

II – poderá, em função dos atributos considerados em sua definição, ser expresso em mais de um elemento ou produto.

§ 6º A definição da metodologia para quantificação dos valores máximos de oferta de lastro de cada empreendimento não implicará assunção de riscos, pelo poder concedente, associados à comercialização de energia pelo empreendedor e à quantidade de energia produzida pelo empreendimento.”

.....”
Igualdade entre empreendimentos nos leilões de energia

Outro elemento importante discutido no relatório anterior diz respeito a equiparação entre os empreendimentos novos e existentes nos certames para contratação de energia. Conforme discutido, após a implementação da contratação centralizada de lastro, não seria mais necessário que houvesse uma distinção de acordo com o ‘status’ da usina no momento dos leilões. Desta forma, entende-se que a proposta da última versão do PL 414, transcrita abaixo, endereça de forma satisfatória este ponto.

“Art. Xº A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 3º

§ 7º O poder concedente, após a regulamentação e a implantação da contratação de lastro prevista no art. 3º-C, poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no edital.”

.....”

Desobrigação da contratação integral do consumo de energia

Conforme discutido no relatório anterior, entendemos que após a implementação de um mecanismo para contratação centralizada de lastro seria possível a desobrigação da comprovação, por parte dos consumidores, de contratação para cobertura do seu consumo de energia elétrica. Neste sentido, seria necessário ainda discutir se essa desobrigação seria total ou parcial e para quais agentes ela se aplicaria. A definição destes limites passa também pela avaliação quanto a capacidade dos agentes em honrar custos no mercado de curto prazo e dos mecanismos de segurança de mercado (atualmente debatidos no âmbito da Aneel).

Neste sentido, entende-se que as propostas de modificação na Lei nº 9.074/1995 e nº 10.848/2004 que constam da última versão do PL 414, por não obrigar a redução destes limites, mas possibilitá-los, deveria prosperar.

“Art. Xº A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 15

§ 11. A obrigação de contratação de que trata o § 7º poderá, após o início da vigência da contratação de lastro, ser reduzida a percentual inferior à totalidade da carga da unidade consumidora.”

.....”

“Art. Yº A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

§ 24. A obrigação de as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantirem o atendimento à totalidade de seus mercados poderá ser reduzida após o início da vigência da contratação de lastro.”

.....”

3.3 Formação de preço por oferta

Inicialmente, para que fosse viável a implementação do despacho das usinas do sistema e da formação de preço por oferta seria necessária uma alteração no Art. 1º da Lei 10.848/2004. O PL 414 traz em sua última versão uma proposta de redação que endereça este ponto, mas que não obriga a implementação deste mecanismo. Neste sentido, entendemos que ela poderia ser alterada da seguinte forma a não existir conceder essa opcionalidade.

“Art. Xº A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º

§ 4º

I – a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis e a forma utilizada para definição dos preços de que trata o § 5º-B”

§ 5º-B. A definição dos preços de que trata o § 5º poderá dar-se por meio de:

I – regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada e evitem alocações de custos em encargos setoriais, buscando a máxima correspondência entre preço e decisões de despacho; ou

II – ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis.

§ 5º-B. A definição dos preços de que trata o § 5º dar-se-á por meio de ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis”

.....”

Um aspecto muito importante a ser observado caso haja a mudança no mecanismo de despacho e formação de preço é o período de transição, assim como o adotado durante a mudança do preço por patamar para o preço horário. Neste sentido, o PL 414 já prevê a realização deste período de transição, conforme transcrito abaixo, com o qual concordamos.

“Art. Xº A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º

§ 5º-D. A definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:

I – será precedida de:

a) estudo específico sobre alternativas para sua implantação realizado pelo poder concedente em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste inciso;

b) período de testes não inferior a 1 (um) ano;

II – deverá estar associada a mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas prejudiciais à concorrência;

III – não será aplicada antes de 12 (doze) meses da publicação desta Lei.”

.....”

Destaca-se que a inclusão deste parágrafo obriga também a existência de um mecanismo de monitoramento de mercado para restringir, por exemplo, estratégias de abuso de poder de mercado – preocupação recorrente na experiência internacional, especialmente em países que contam com grande concentração de energia em poucos *players*.

4 IMPLEMENTAÇÃO DAS MEDIDAS REGULATÓRIAS NECESSÁRIAS EM CADA UM DOS CENÁRIOS

Neste capítulo serão avaliadas as medidas regulatórias cuja implementação seria necessária ou desejada de modo a construir o cenário regulatório desejados.

Cenário 1: Business as Usual

Naturalmente, como o Cenário 1 representa o *Business as Usual* nenhuma medida regulatória seria necessária para que ele fosse atingido.

Cenário 2: 100% potencialmente livre e leilão de reserva

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, conforme descrito na seção 3.1. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1, e a separação D&C, explorada na seção 3.1.2.

Cenário 3: 100% potencialmente livre e leilão centralizado de lastro

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, conforme descrito na seção 3.1, e a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1, e a separação D&C, explorada na seção 3.1.2.

Cenário 4: 100% livre e leilão de reserva

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a remoção de qualquer limite para acesso ao Mercado Livre e a separação D&C, conforme descrito na seção 3.1.3. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1.

Cenário 5: 100% livre e leilão centralizado de lastro

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a remoção de qualquer limite para acesso ao Mercado Livre e a separação D&C, conforme descrito na seção 3.1.3, e a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1.

Cenário 6: 100% potencialmente livre, leilão de lastro e oferta de preço

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, conforme descrito na seção 3.1, a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2, e mudança no mecanismo de despacho e formação de preço, conforme explorado na seção 3.3. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1, e a separação D&C, explorada na seção 3.1.2.

Cenário 7: 100% livre, leilão de lastro e oferta de preço

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a remoção de qualquer limite para acesso ao Mercado Livre e a separação D&C, conforme descrito na seção 3.1.3, a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2, e mudança no mecanismo de despacho e formação de preço, conforme explorado na seção 3.3. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1.

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

BAU – Business as Usual

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Contratos legados: Conjunto de contratos de energia já firmados pelas distribuidoras e que usualmente tem longa duração de suprimento

CP - Consulta pública

Despacho por custo: Modalidade de despacho eletroenergético que considera o custo auditado de produção de cada usina para determinação da curva de Ordem de Mérito, isto é, um empilhamento do recurso mais barato até o mais caro para fins de determinação do cronograma de acionamento das usinas do sistema.

EE - Energia Existente: Nomenclatura dada a energia proveniente de empreendimentos existentes

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

EN - Energia Nova: Nos Leilões de Energia Nova somente novos empreendimentos ou ampliações são habilitados a participar dos certames, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

LEE - Leilão de Energia Existente

LEN - Leilão de Energia Nova

LER - Leilão de Energia de Reserva: Modalidade de contratação que visa aumentar a segurança energética do sistema. O montante a ser contratado nesse tipo de leilão é definido pelo poder concedente e os custos são rateados entre todos os consumidores do sistema.

LRCAP - Leilão de Reserva de Capacidade: Mecanismo instituído por meio da Lei 14.120/2021 que visa a contratação de nova capacidade (potência) para o sistema. Os custos decorrentes dessa contratação são rateados entre todos os consumidores do sistema.

MCS D - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits: Existe uma série de categorias de MCS D, mas a essência de todas é muito parecida, isto é, em todos os casos o objetivo é a troca de energia, de forma centralizada, entre as distribuidoras. Portanto, neste mecanismo as distribuidoras declaram sua posição contratual para determinado ano 'A' ou para o período entre 'A' e 'A+n', por exemplo, e a CCEE fica responsável por fazer o balanceamento entre as sobras e déficits declarados. Esse mecanismo permite uma equalização dos balanços contratuais dentro do ambiente de comercialização regulada

MCS D-EN: MCS D específico para troca de energia entre as distribuidoras lastreado em contratos de Energia Nova

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MP – Medida Provisória

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

Parcela A: Grupo de componentes tarifários que integram a parcela da receita não gerenciável das distribuidoras

Parcela B ou Fio B: Diz respeito ao rol de receitas gerenciáveis pela distribuidora

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “pisso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMIX: preço médio dos contratos da distribuidora, considerando todos os custos fixos e variáveis (custo térmico, risco hidrológico, etc.).

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

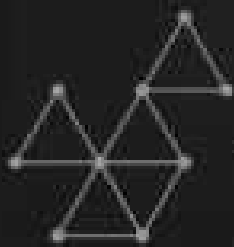
SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

SUI – Supridor de última instância

ANEXO B – RELATÓRIO DO PRODUTO 6



PSR



Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor

Produto 06

Relatório de consolidação dos resultados obtidos a partir das simulações dos cenários regulatórios

Versão 3 – 15 de agosto de 2022

Sumário

1	INTRODUÇÃO E OBJETIVO	3
1.1	Objetivo do projeto.....	4
1.2	Relatórios anteriores.....	4
1.3	Objetivo deste relatório	5
1.4	Organização do relatório	5
2	CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	6
3	CENÁRIO <i>BUSINESS AS USUAL</i>	7
3.1	Aspectos físicos	7
3.2	Aspectos comerciais.....	20
3.3	Aspectos tributários	37
4	ABERTURA DO MERCADO LIVRE.....	40
4.1	Processo de liberalização do mercado.....	40
4.2	Tratamento aos contratos legados e Encargo de Sobrecontratação.....	40
4.3	Separação das atividades de Distribuição e Comercialização.....	42
5	SEPARAÇÃO ENTRE LASTRO E ENERGIA	46
5.1	Leilão de Reserva de Capacidade.....	46
5.2	Separação entre os produtos físico e financeiro dos contratos de energia	47
6	MUDANÇA NO MODELO DE DESPACHO E FORMAÇÃO DE PREÇO	50
6.1	Benefício da mudança de modelo de formação de preço	50
6.2	Propostas para implementação	50
7	CONCLUSÃO.....	62
	ANEXO A – Glossário	68
	ANEXO B – Reserva Probabilística Dinâmica (RPD)	75
	ANEXO C – Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)	77
	Balanço de oferta e demanda	78
	Suporte às redes de transmissão e distribuição.....	80
	Serviços ancilares.....	82
	Resiliência e autonomia.....	85
	ANEXO D - Experiência internacional: crise de 2021/22 na Europa, causas e implicações	87
	A interdependência entre os mercados de gás natural e energia elétrica	88
	A relação com a transição energética	89
	A volatilidade dos preços.....	89
	Implicações e as principais medidas de mitigação sendo discutidas	90
	ANEXO E - Evolução histórica do SIN	93
	Capacidade instalada e aspectos operativos.....	93
	Generation Scaling Factor (GSF)	94

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

Preço de Liquidação das Diferenças – PLD	95
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST	96
Ambientes de contratação	97
ANEXO F – Resposta da Demanda	99
Programas implementados no Setor Elétrico Brasileiro	99
Produtos de Resposta da Demanda	100
Avaliação de mecanismos adotados em mercados internacionais	103
ANEXO E – Descritivo das Ferramentas Utilizadas	105
ANEXO F – Manual do SDDP	106
ANEXO G – Manual do OPTGEN	201
ANEXO H – Manual do Time Series Lab (TSL)	251
ANEXO I – Relatório do Produto 3	270
ANEXO J – Relatório do Produto 4	340
ANEXO K – Relatório do Produto 5	445

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional e onde os leilões de energia ganharam protagonismo, tornando os consumidores regulados os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019, determinando que, até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, interessada em avaliar de forma antecipada e em profundidade as implicações econômicas e financeiras dessas potenciais mudanças assim como as opções disponíveis à liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, diminuindo a competitividade do país ao ponto de inviabilizar atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de uma expansão inadequada resultando em blackouts ou racionamentos energéticos deletérios à economia, como em 2001; (c) as diferentes arbitragens regulatórias existentes no SEB que privilegiam certos segmentos, comprometendo a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de uma ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”;
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado deste projeto é um plano de ação que detalha o mecanismo de transição para se alcançar um cenário de desenho de mercado de mínimo custo de energia, incluindo sugestões de ações legais e infralegais a serem implementadas para lograr este objetivo.

1.2 Relatórios anteriores

No relatório referente ao **Produto 3**, constante no ANEXO I deste documento, foram apresentadas as principais premissas e metodologias utilizadas no contexto deste projeto, como por exemplo as perspectivas para inserção de Micro e Mini Geração Distribuída e a valoração do lastro, respectivamente.

No relatório referente ao **Produto 4**, constante no ANEXO J deste documento, foram apresentados os resultados para a expansão do sistema considerando os cenários de demanda Referência e Transformador, a estimativa do encargo de transição – decorrente da abertura do Mercado Livre e do estoque de contratos legados no Mercado Regulado, a estimativa da valoração do lastro, projeções de PLD, GSF, encargos setoriais e tarifa de fornecimento.

No relatório referente ao **Produto 5**, constante no ANEXO K deste documento, foi apresentada uma discussão sobre a abertura do Mercado Livre, abordando temas como o nível de abertura, a separação D&C, a criação do Supridor de Última Instância (SUI) e sua remuneração. Além disto, foram apresentados diversos aspectos sobre a implementação de um mecanismo de despacho por oferta de preços no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), assim como uma série de exercícios quantitativos a título de comparação com o despacho considerando o *status quo*.

1.3 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 6** deste projeto e objetiva apresentar uma avaliação final dos resultados apresentados no **Produto 4** e no **Produto 5**, e uma indicação dos prós e contras de cada um dos cenários e alternativas regulatórias simuladas.

1.4 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: no capítulo 2 será feita uma breve contextualização da configuração utilizada como base de dados para as simulações; no Capítulo 3 são apresentados os resultados considerando o cenário Business as Usual; no Capítulo 4 apresenta-se uma discussão sobre a abertura do mercado, incluindo avaliações quantitativas sobre o encargo de sobrecontratação e uma avaliação qualitativa sobre o papel dos agentes neste novo contexto de mercado; o Capítulo 5 aborda aspectos da separação entre lastro e energia; no Capítulo 6 é feita uma avaliação sobre os benefícios de uma eventual mudança no modelo de despacho e formação de preço; e o Capítulo 7 apresenta as conclusões deste relatório.

2 CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Antes de iniciar as simulações dos diferentes desenhos regulatórios, procedeu-se a preparação de uma base eletroenergética que representasse da melhor forma possível: (i) o parque de geração existente e em construção; (ii) os principais troncos de transmissão; e (iii) a demanda do sistema. As premissas adotadas para a construção dessa base de referência são detalhadas no relatório do Produto 03 deste trabalho.

Destaca-se que após a definição destas premissas, uma série de medidas legislativas com impactos na expansão do sistema foram tomadas pelo Congresso brasileiro. Dentre elas destacam-se:

- i. Lei 14.182/2021 – também conhecida como “lei de capitalização da Eletrobrás”, este normativo trouxe em seu texto três medidas energéticas importantes:
 - a. Contratação de 8 GW de usinas termoelétricas com ao menos 70% de inflexibilidade operativa na modalidade Leilão de Reserva de Capacidade¹.
 - b. Destinação de 50% da demanda dos leilões regulados de energia nova (A-5 e A-6) para pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)².
 - c. Possibilidade de postergação dos contratos vigentes do Proinfa (sujeito a algumas condições comerciais, visando a modicidade tarifária aos consumidores).
- ii. Lei 14.299/2022 – este normativo criou o Programa de Transição Energética Justa, cujo objetivo é postergar o descomissionamento da usina a carvão mineral Jorge Lacerda, possibilitando uma transição da economia da região.
- iii. Lei 14.300/2022 – este normativo criou as bases legais para a Micro e Mini Geração Distribuída (até então, isto era feito por meio de medidas infralegais).

Considerando a cronologia dos fatos, para fins das simulações que foram apresentadas neste trabalho, foram implementadas somente as medidas relacionadas a Lei 14.182. Importante destacar que tais medidas foram aplicadas em todos os cenários simulados e seus efeitos tendem a não divergir demasiadamente entre os casos devido as características de sua remuneração³.

Assim, para estes e outros itens (sinalizados mais a frente neste documento) as avaliações quantitativas se restringirão ao cenário *Business as Usual* (BaU) e ao cenário com demanda mais elevada (Transformador).

¹ Posteriormente o decreto 11.042/2022 foi publicado com diretrizes mais assertivas sobre a modalidade de contratação – neste caso como Energia de Reserva e eventualmente nos moldes do Proinfa, caso não seja verificada a necessidade de Energia de Reserva no sistema – e a metodologia para cálculo do preço-teto de contratação destas usinas.

² Também no Decreto 11.042/2022 são definidas algumas condições para contratação destas usinas, como por exemplo a desobrigação do MME em manter esse percentual após a contratação de 2.000 MW desta fonte.

³ Apesar dos custos da contratação das térmicas por Energia de Reserva dependerem do despacho da planta e da liquidação, devido ao alto grau de inflexibilidade, o valor unitário do encargo não deve mudar significativamente entre os cenários simulados.

3 CENÁRIO *BUSINESS AS USUAL*

Para a simulação do cenário *Business as Usual* (BaU), que servirá neste trabalho como cenário de referência, foram consideradas as seguintes premissas regulatórias:

- Obrigação de 100% de contratação respaldada por garantia física
- Leilão de reserva de capacidade
- Despacho por custo
- Cronograma de abertura de mercado para toda a alta tensão.

Partindo-se destas premissas regulatórias e do deck de oferta, cujas premissas estão detalhadas no relatório do Produto 03, procedeu-se a construção de um cenário de expansão da oferta para atender aos requisitos de energia e potência do sistema, e posteriormente a avaliação das implicações comerciais (preços e tarifas).

3.1 Aspectos físicos

A seguir são apresentados os principais resultados relacionados aos aspectos físicos do sistema no futuro, como capacidade, composição da matriz energética, perfil de geração, entre outros.

3.1.1 Expansão do sistema

A Figura 3-1 mostra a capacidade instalada acumulada, em GW, por tecnologia do plano de expansão do Cenário Transformador ao final do horizonte de análise. Observa-se a predominância das fontes eólica e solar, que fornecem energia ao sistema, e do recurso de ponta e armazenamento, que fornecem potência firme ao sistema para atender a demanda de ponta. Destaca-se que neste caso há uma maior diversificação de fontes no plano de expansão, quando comparado com o Cenário Referência, justificado pela maior demanda energética⁴.

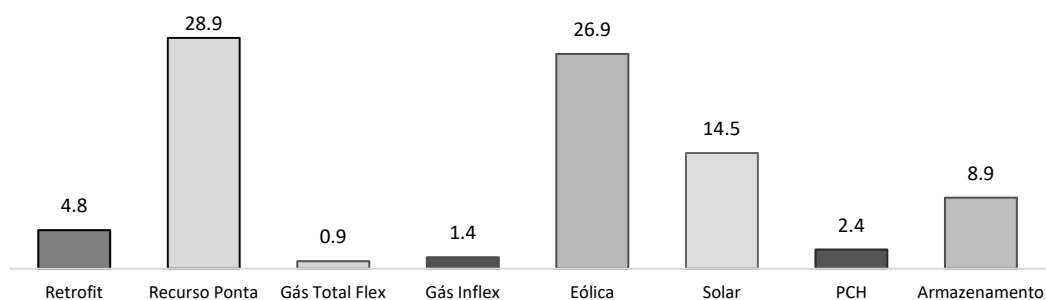


Figura 3-1 – Capacidade instalada por tecnologia do plano de expansão, em GW

Em termos de cronograma, a Figura 3-2 mostra a capacidade instalada, em GW, do plano de expansão ano a ano e por tecnologia. Observa-se no início do horizonte uma predominância do recurso de ponta e das térmicas *retrofit* no plano de expansão em decorrência da necessidade de aumentar a potência firme para atendimento à demanda de ponta. Há ainda entrada de usinas renováveis, eólicas e solares, em decorrência da restrição de mínima contratação anual.

⁴ Ver relatório do Produto 04.

No longo prazo, o plano de expansão passa a apresentar uma diversificação nas fontes escolhidas, mas ainda com um aumento expressivo na capacidade instalada de usinas eólicas e solares. Observa-se que ainda assim há a necessidade de contratação de potência firme, que no longo prazo passa a ser atendida pelos recursos de ponta e pelos recursos de armazenamento.

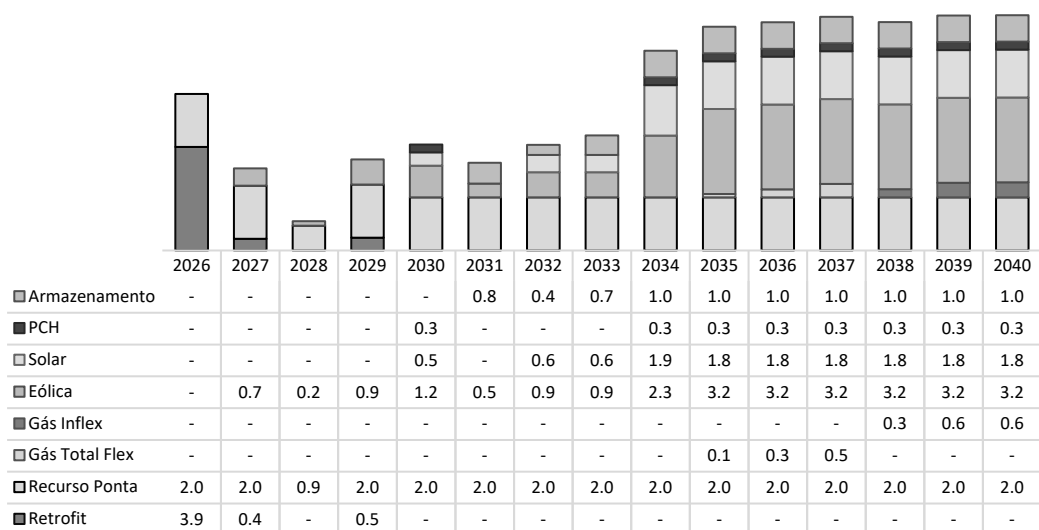


Figura 3-2 – Capacidade instalada anual, em GW, por tecnologia do plano de expansão

A forte expansão no submercado Nordeste, impulsionada pelas renováveis, requer um aumento na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas.

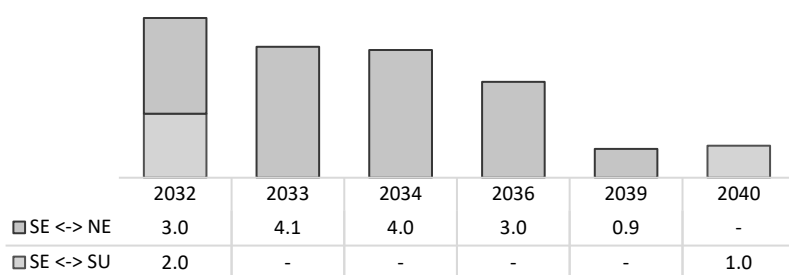


Figura 3-3 - Expansão do intercâmbio, em GW

A Figura 3-4 apresenta a participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira ao longo do horizonte, considerando o plano de expansão determinado pelo OptGen. Nota-se que há uma redução da participação das hidroelétricas na matriz elétrica e um aumento expressivo das usinas renováveis (eólicas, solares e MMGD) e gás natural.

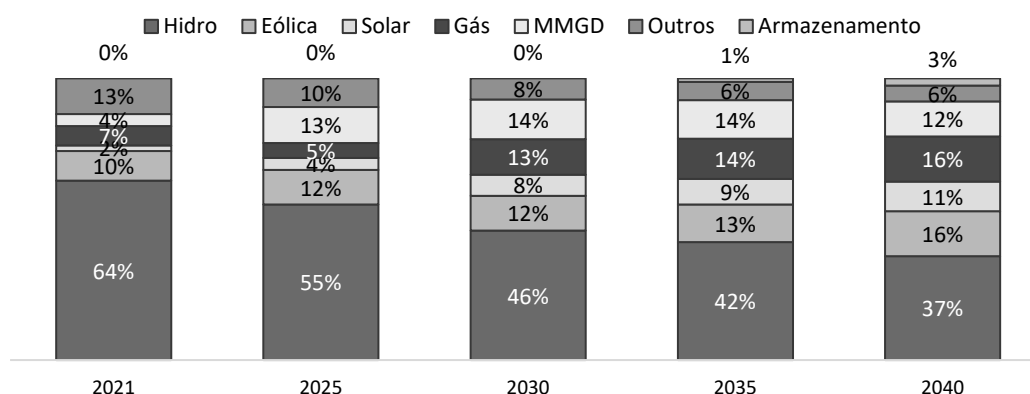


Figura 3-4 – Composição da matriz elétrica brasileira em termos de capacidade instalada

Sistemas de armazenamento de energia (SAE)

Conforme apresentado na Figura 3-2, o cenário de expansão indica uma inserção mais expressiva de sistemas de armazenamento a partir de 2031. As justificativas para isso são basicamente: i) redução de custos (CAPEX); ii) desenvolvimento da regulamentação vigente. Atualmente existem algumas barreiras regulatórias (por exemplo o não reconhecimento dos SAEs como ativos de transmissão e a impossibilidade de participação no Leilão de Reserva de Capacidade - LRCAP) e as condições de mercado (baixa volatilidade de preços *intraday*) dificultam a penetração deste ativo no sistema. No entanto, com as perspectivas de mudanças na matriz energética impulsionadas pelas fontes renováveis não-convencionais, conforme mostrado anteriormente, e de avanço regulatório entendemos que há boas perspectivas quanto ao desenvolvimento dessa fonte no sistema. Uma discussão mais abrangente é apresentada no ANEXO C deste documento.

Hidrogênio

O armazenamento de energia poderá ser feito também através do hidrogênio. Esse energético pode ser produzido a partir da eletrólise da água, armazenado e utilizado para a geração de eletricidade em momentos de maior necessidade a partir do uso de células a combustível ou turbinas a gás adaptadas. O armazenamento do hidrogênio pode ser feito por meio de tubos ou cilindros, em geral por curta duração, ou por armazenamento geológico, como cavernas de sal e campos depletados de petróleo e gás, por longa duração.

Comparando com as baterias, o hidrogênio permite o armazenamento por períodos mais longos e de uma quantidade maior de energia. A principal desvantagem do uso desse energético é a eficiência do processo. Considerando somente as eficiências das etapas de produção e geração de energia a partir do hidrogênio, as perdas de energia chegam a cerca de 60%⁵, podendo aumentar se forem adicionadas etapas de compressão, liquefação e transporte do energético. Comparativamente, a eficiência de uma bateria de larga escala (utility scale) é estimada em cerca de 86%⁶ e a de usinas reversíveis é cerca de 80%⁷.

No sistema elétrico brasileiro, há um baixo potencial para o uso do hidrogênio para armazenamento de energia devido à baixa competitividade dessa solução frente às alternativas. No curto e médio prazo, o serviço de armazenamento sazonal continuará sendo prestado por hidrelétricas com grandes reservatórios e, no longo prazo, usinas reversíveis poderão fornecer a capacidade adicional necessária, dada a dificuldade de se construir novas usinas hidrelétricas com grande capacidade de regularização. Para armazenamento de curta duração e com menor capacidade, as baterias se configurariam como um recurso mais competitivo do que o sistema de hidrogênio.

Apesar disso, o hidrogênio poderá ainda ter importante participação no Brasil por meio de outras aplicações. O maior potencial do hidrogênio está em seu uso como substituto de combustíveis fósseis em setores considerados como difíceis de abater, ou seja, setores que não serão facilmente descarbonizados. Segundo projeção da agência internacional de energia⁸, cerca de 75% do consumo global de hidrogênio em 2050, em um cenário de atingimento de emissões líquidas nulas, seria pela indústria e o transporte, especialmente em atividades como geração de calor, transporte de longa distância, refinarias e produção de amônia, metanol e aço.

O Brasil poderia ter papel relevante nesse mercado como produtor de hidrogênio não só para uso interno como também para exportação. Pela diversidade de fontes de geração renovável com alto fator de capacidade no território brasileiro, seria possível estabelecer um suprimento de energia renovável firme e barato para produção do hidrogênio verde, reduzindo seu custo de produção. Por esse motivo, a BloombergNEF⁹ definiu o Brasil como o país mais barato para se produzir hidrogênio verde em 2030.

⁵ IEA 2019, The Future of Hydrogen. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf>

⁶ <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/utility-scale_battery_storage>

⁷ <https://atb.nrel.gov/electricity/2021/pumped-storage_hydropower>

⁸ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoad-mapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf>

⁹ <<https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-outcompete-blue-everywhere-by-2030/>>

Há, contudo, ainda diversas incertezas sobre a expansão do mercado de hidrogênio de baixo carbono e sobre a importância do papel do Brasil nesse mercado. Primeiramente, a criação de demanda para o hidrogênio de baixo carbono dependerá da redução de seu custo, de modo que ele fique mais barato do que o hidrogênio que é produzido atualmente a partir de combustíveis fósseis, e do desenvolvimento de novas tecnologias para viabilizar técnica e economicamente novas aplicações. Para isso, muitos investimentos deverão ser feitos motivados por metas de redução de emissões.

Além disso, discussões sobre normas para a certificação de hidrogênio renovável poderão impactar negativamente a competitividade brasileira nesse mercado. O ato delegado enviado recentemente pela Comissão Europeia para consulta pública¹⁰ define como hidrogênio renovável aquele que é produzido a partir da eletrólise da água com energia renovável, excluindo biomassa. A eletricidade poderá ser proveniente da rede, desde que a geração renovável tenha representado mais de 90% da geração total do sistema no ano anterior, ou de projetos renováveis que tenham sido instalados a menos de 36 meses. Para a opção com projetos renováveis, caso seja conectado ao grid, a energia consumida pela planta de eletrólise deverá ser monitorada para que seu valor horário não ultrapasse a energia gerada pelo projeto renovável. Caso esse ato seja aprovado, seriam criadas grandes barreiras para a produção de hidrogênio no Brasil, já que não poderíamos tirar proveito da grande capacidade de geração de energia renovável por hidrelétricas e térmicas a biomassa.

Considerando todos esses empecilhos, não foi considerada a expansão da produção de hidrogênio verde nos cenários de expansão do setor elétrico realizados como parte desse projeto.

Resposta da Demanda (RD)

Usualmente associa-se a recursos energéticos centrais geradoras de energia. No entanto, é preciso reconhecer que a demanda em si pode ser um recurso importante para a operação do sistema quando flexibilizada pelos próprios consumidores. Usualmente essa flexibilização do consumo de energia está atrelado a um sinal de preço que justifique o custo de oportunidade de deixar de consumir 1 kWh de energia em determinados momentos do dia. Este tipo de mecanismo é conhecido na literatura como Resposta da Demanda (RD).

Apesar de largamente utilizado em outros mercados, a Resposta da Demanda no Brasil ainda se encontra em fase de estudo e implementação. Até o momento tivemos o *Programa Piloto de Resposta da Demanda*, criado em 2017, e o programa de *Redução Voluntária de Demanda*, vigente durante o segundo semestre de 2021. Ambos os programas tiveram uma baixa adesão por parte dos grandes consumidores, justificada pelas diversas barreiras regulatórias e operacionais.

¹⁰ <<https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements- en>>

No entanto, entendemos que existe um grande potencial para o desenvolvimento deste recurso no Sistema Elétrico Brasileiro. Para isso seria necessário estudar formas de aprimorar o marco regulatório e os procedimentos operacionais – uma discussão mais ampla é apresentada no Anexo F. Por fim, destacamos que a RD foi simulada no cenário de oferta de preços, justamente com o intuito de avaliar, numericamente, os benefícios desse recurso para o sistema.

3.1.2 Balanço entre oferta e demanda

O balanço entre oferta e demanda é importante para: (i) verificar se há garantia física capaz de suprir a demanda do sistema; (ii) entender as projeções de PLD e GSF, apresentado mais adiante. A sobreoferta do sistema pode ser medida de diferentes formas. Neste relatório vamos nos ater a duas maneiras:

- a. Sobreoferta física: relação entre a garantia física total das usinas e o consumo anual
- b. Sobreoferta comercial: relação entre a garantia física total contratável¹¹ das usinas (GWm) o consumo anual (GWm)

A Figura 3-5 apresenta os balanços físico e comercial para o cenário transformador, considerando a oferta garantida e o plano de expansão apresentados na seção anterior. Observa-se que no início do horizonte uma sobreoferta física de quase 30%. Esse desequilíbrio, que já vinha sendo observado desde a última recessão econômica (2016), foi impulsionado pela crise de 2020 agravada pela pandemia da Covid-19 que reduziu o consumo de energia e afetou seu crescimento para os anos seguintes, reduzindo a necessidade de construção de novas usinas.

Ao longo dos anos, a sobreoferta física do sistema se reduz lentamente, porém segue elevada. Um dos principais fatores é a contratação de usinas termoelétricas que constam na Lei 14.182 pela modalidade de Energia de Reserva. Elas são responsáveis por 6 pontos percentuais de sobreoferta ao final do horizonte. Essa grande sobreoferta, aliada ao aumento da inflexibilidade operativa da matriz elétrica com as fontes renováveis variáveis pode levar a períodos longos de preços baixos e pouca geração hidroelétrica.

Apesar de terem grande impacto na sobreoferta física, as térmicas contratadas na Lei 14.182 não impactam a sobreoferta comercial, já que nesta não se consideram as usinas contratadas como energia de reserva, que não podem comercializar lastro em nenhum tipo de contrato de energia. Assim, a sobreoferta comercial reduz consideravelmente ao longo do horizonte, chegando a aproximadamente 8% em 2040. Destaca-se, no entanto, que parte desta sobreoferta comercial está associada as usinas que compõem o plano de expansão para atendimento a ponta do sistema e que em tese seriam contratadas em certames similares aqueles ocorridos ao final de 2021 – Leilões de Reserva de Capacidade de Potência – e que por suas características é pouco provável que tenham competitividade na venda da parcela de energia.

¹¹ São excluídas as usinas que venderam energia nos Leilões de Energia de Reserva.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

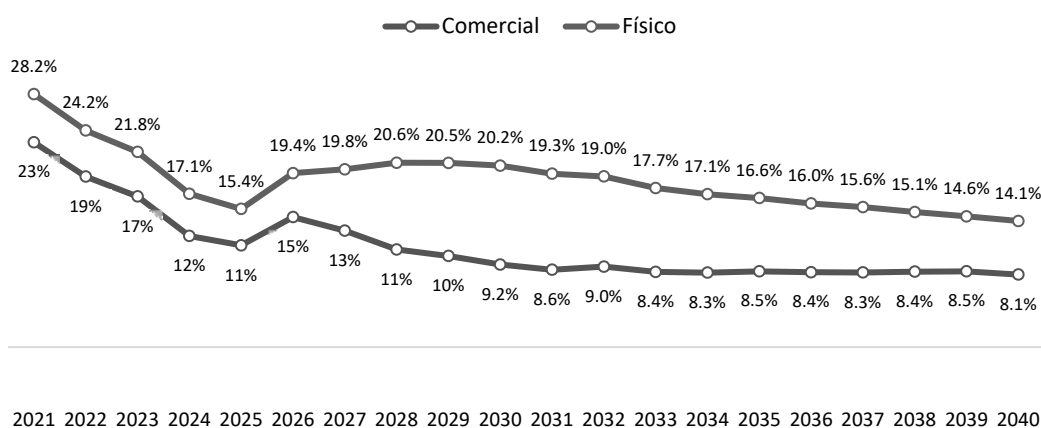


Figura 3-5 – Sobreoferta física e comercial no Cenário Transformador

3.1.3 Perfil de geração

A Figura 3-6 mostra o percentual de participação de cada fonte na geração anual. Nota-se que com uma forte entrada de fontes renováveis no plano de expansão, a participação das hidroelétricas no atendimento a demanda tende a reduzir consideravelmente no longo prazo.

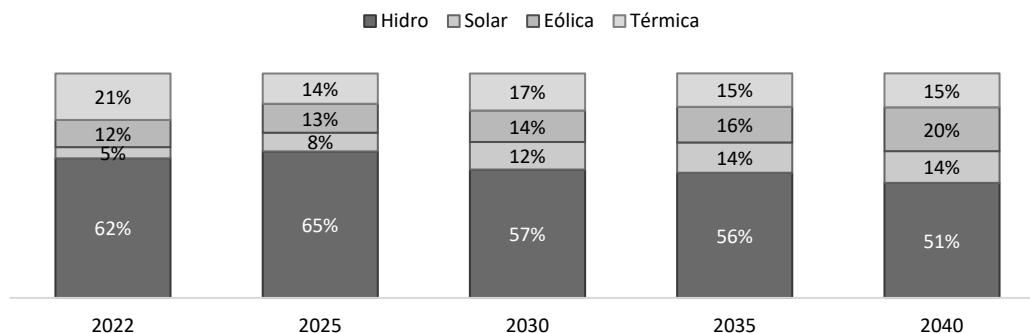


Figura 3-6 – Participação de cada fonte na geração

Um outro ponto a ser observado é o perfil de geração mensal do parque, mostrado na Figura 3-7. O perfil já conhecido de geração das hidroelétricas, com geração concentrada nos meses iniciais e finais do ano (período úmido) e a redução no meio do ano (período seco), tende a se acentuar com a entrada de mais eólicas, cuja geração possui perfil complementar.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

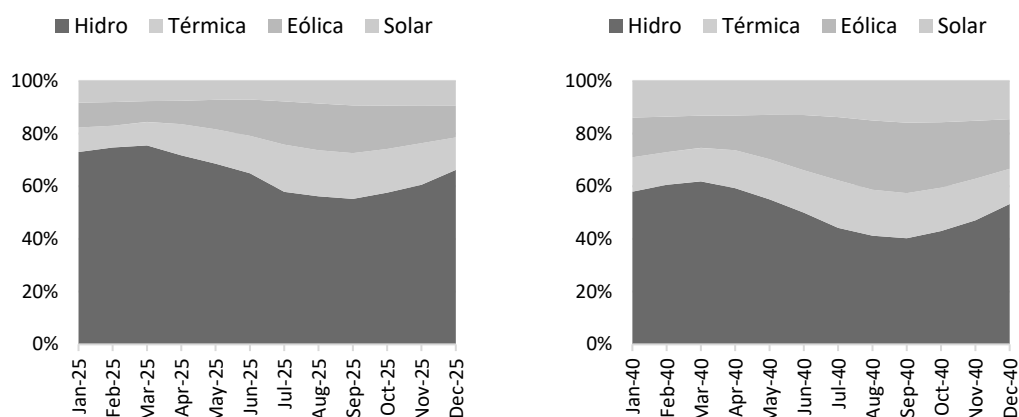


Figura 3-7 – Perfil de geração mensal do parque gerador em 2025 (esquerda) e em 2040 (direita)

Custo da intermitência renovável

Neste cenário com uma perspectiva de aumento da participação renovável não hidrelétrica no sistema cabe a reflexão sobre os possíveis custos associados à sua intermitência para a expansão e operação do sistema. Neste sentido, foram realizadas simulações, tanto da expansão, quanto da operação considerando a necessidade da alocação de parte do parque gerador para constituição de uma reserva operativa, calculada utilizando o conceito de *Reserva Probabilística Dinâmica*¹². A Tabela 3-1 apresenta o comparativo das premissas entre os dois casos simulados¹³.

Cenário	Representação de RPD		
	Expansão	Operação	Simulação
Cenário 1	⊘	⊘	⊘
Cenário 2	✓	✓	✓

Tabela 3-1 – Comparativo entre os cenários em termos da utilização da RPD

Comparando-se as expansões apresentadas na Figura 3-8 é possível observar que ao incluir a RPD na otimização da expansão, houve uma mudança no plano de expansão resultante. Destaca-se:

- Redução nos investimentos em plantas solares de aproximadamente 1,7 GW – ao reduzir a capacidade instalada desta fonte, implicitamente reduz-se a quantidade de RPD necessária (explorado mais a diante);

¹² Ver ANEXO B – Reserva Probabilística Dinâmica (RPD).

¹³ Destaca-se que estas simulações, pelo seu único propósito de mostrar a diferença entre a consideração ou não da RPD no planejamento da expansão e operação, não contaram com todo o processo iterativo realizado para a obtenção do plano de expansão apresentado na Seção 3.1.1.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

- Aumento nos investimentos em recursos de ponta em aproximadamente 1,2 GW – esses recursos, por terem como principal característica o rápido despacho, são importantes na constituição deste tipo de reserva.

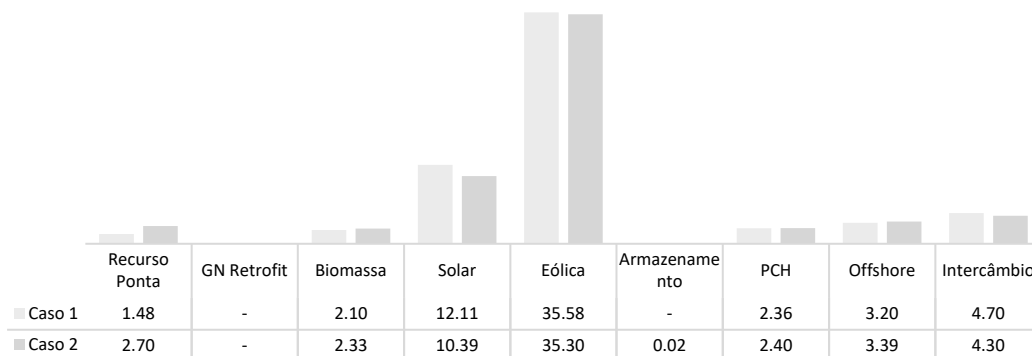


Figura 3-8 – Capacidade adicionada, em GW, ao final do horizonte de análise

Para entender melhor a necessidade destes novos investimentos em recursos de ponta, recorre-se a Figura 3-9 e a Figura 3-10 que apresentam o requerimento de reserva operativa em 2022 e em 2040 considerando a aplicação a metodologia da RPD para a geração renovável. É possível notar um aumento significativo deste requisito, o que é justificado pela maior participação renovável no sistema.

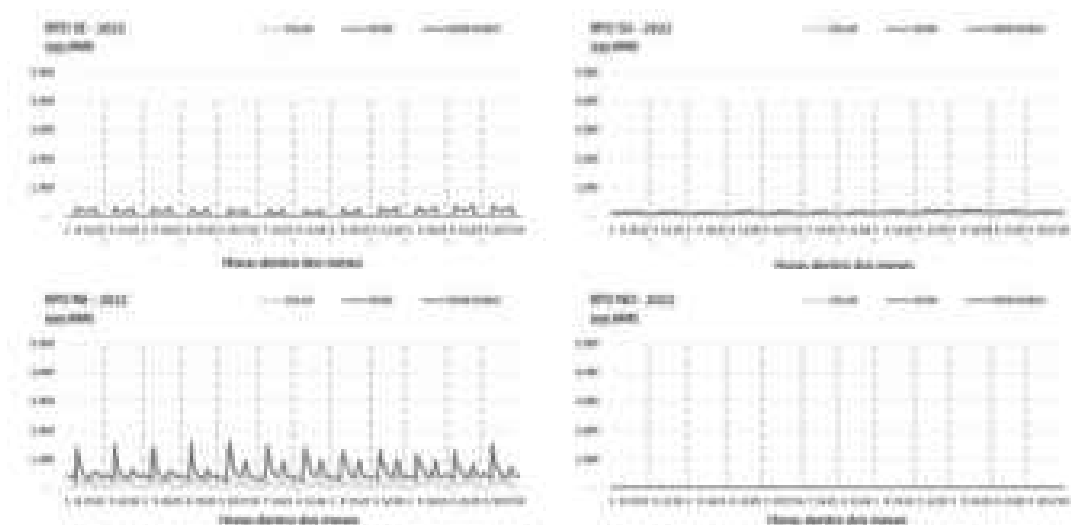


Figura 3-9 – Requerimento de reserva em 2022 decorrente do cálculo da RPD para as renováveis

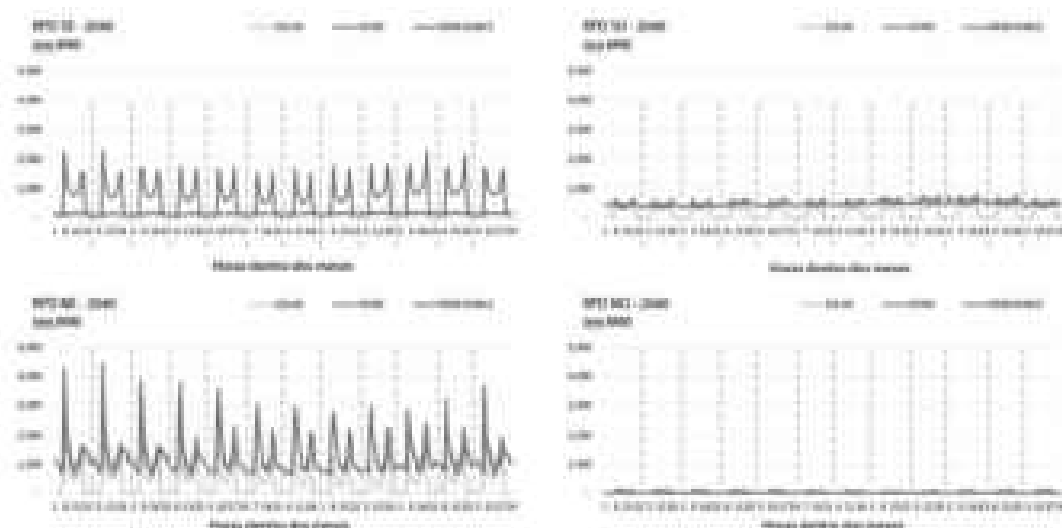


Figura 3-10 – Requerimento de reserva em 2040 decorrente do cálculo da RPD para as renováveis

Destaca-se, no entanto, que este aumento da reserva não se dá na mesma proporção do aumento da capacidade instalada, isto porque existe um efeito mitigador que é a própria complementariedade das fontes renováveis. Ou seja, devido ao perfil diverso de produção entre as fontes e entre as regiões do Brasil para a mesma fonte, há uma redução natural do montante de reserva requerido do sistema. Este efeito é ilustrado na Figura 3-11, na qual é possível observar que o requisito de reserva considerando todas as renováveis é inferior a soma dos requisitos individuais (solar e eólica), corroborando o efeito mitigador da complementariedade das fontes.

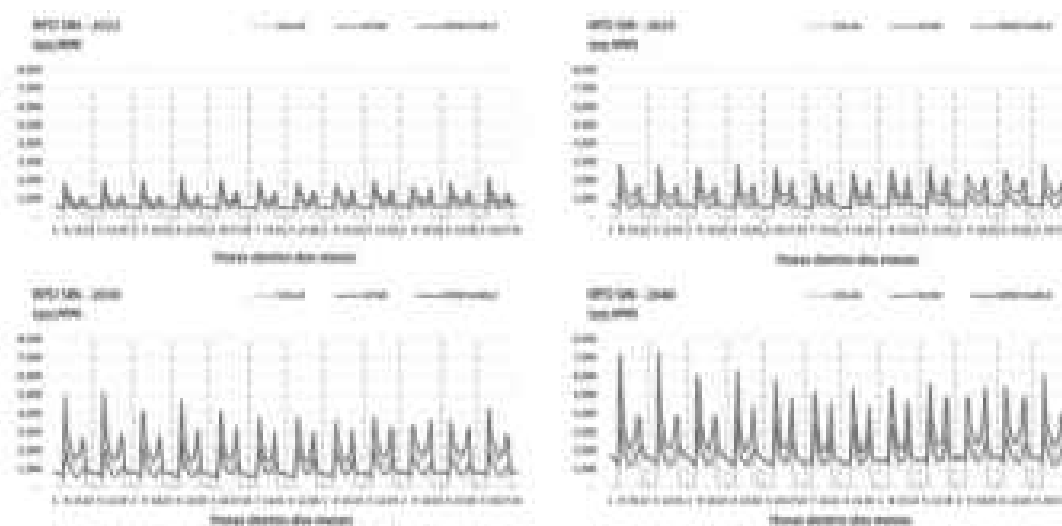


Figura 3-11 – Requisito de reserva para o SIN, calculado aplicando a RPD a geração renovável

Por fim, a Tabela 3-2 apresenta um comparativo entre os custos (investimento e operação) dos dois cenários simulados. Como esperado, a inclusão do requisito de reserva tanto na expansão quanto na operação leva a um aumento em ambos os custos, resultando em uma diferença total de 5,18 bilhões de Reais entre os dois cenários.

Cenário	Investimento (em R\$ BRL)	Operação (em R\$ BRL)	Total (em R\$ BRL)
Cenário 1	114,03	100,30	214,33
Cenário 2	114,03	100,20	214,23
Diferença	0,00	0,10	0,10

Tabela 3-2 – Comparativo entre os custos dos dois cenários simulados

Resta, no entanto, uma discussão de qual agente seria o responsável por arcar com os custos para provimento de reserva. Por um lado, caso a decisão de uma expansão mais renovável seja tomada enquanto política energética do país, seria compreensível a alocação destes custos aos consumidores. Neste caso, estes custos poderiam ser recuperados via um encargo, tal qual a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), cujo custo, de acordo com as simulações, seria próximo a 0,60 R\$/MWh¹⁴.

Por outro, quando se fala em uma alocação de custos justa e eficiente, seria desejável que fosse observado o princípio da causalidade, isto é, estes custos deveriam ser alocados aos agentes que os causam, evitando assim novas distorções no mercado e contribuindo para otimização do sistema.

Destacamos, por fim, que este baixo custo unitário projetado se deve, principalmente, pela complementariedade entre os perfis de geração das próprias usinas renováveis não despacháveis e pelo efeito portfólio de fontes existentes na matriz elétrica brasileira, com destaque para as UHEs que conseguem, por meio de seus reservatórios, atender a carga em momentos estressados de variabilidade de produção destas fontes. Esta não é a realidade europeia que, por ser fortemente dependente do gás natural e outras fontes fósseis para geração de energia, está passando por um momento complicado em termos de preços neste momento em que há uma transição energética ainda em curso. Uma discussão mais aprofundada sobre este tema é apresentada no Anexo D.

Custos da Micro e Mini Geração Distribuída

No caso da Micro e Mini Geração Distribuída existe um subsídio implícito concedido aos adotantes desta tecnologia devido a metodologia vigente de *net metering* que permite a compensação integral das tarifas de fornecimento. No entanto, a quantificação deste subsídio é de difícil precisão uma vez que: i) não existe a massa de cálculo do consumo e geração destas plantas, isto é, a medição para o faturamento já é líquida; ii) existem efeitos colaterais da adoção da MMGD que também são de difícil quantificação, como por exemplo os impactos na sobrecontratação decorrente da redução do consumo.

Portanto, para estimar o custo já incorrido pelos consumidores em decorrência desta política energética, utilizamos as capacidades instaladas em cada área de concessão, convertemos em energia gerada utilizando os fatores de capacidade utilizados pela EPE no PDE 2031 e valoramos pela tarifa de cada área de concessão. A figura abaixo apresenta esta estimativa em milhões de reais.

¹⁴ Considerando um mercado pagante de 60 GWm.

Subsídio implícito MMGD
(em milhões de Reais, valores nominais)

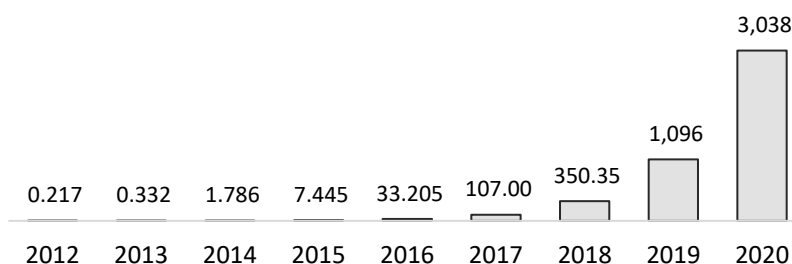


Figura 3-12 – Subsídio implícito MMGD

Neste sentido, foi aprovada a Lei 14.300 em 6 de janeiro de 2022 que, além de estabelecer um marco legal para a MMGD, define um período de transição para que geradores conectados a partir de uma determinada data passem a não compensar todos os itens tarifários. Os itens não compensados serão compensados as distribuidoras por meio da CDE. Assim, de uma forma geral, tem-se a seguinte regra de transição¹⁵.

Solicitação de Acesso	Componente	Percentual compensado em cada ano											
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	...	2046	
até jan/23	Fio B	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	0%
	Compra Energia	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	100%
	Demais componentes	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	0%
jan/23 - jun/23	Fio B	85%	70%	55%	40%	25%	10%	10%	10%	0%	0%	...	0%
	Compra Energia	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	100%
	Demais componentes	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	0%
após jul/23	Fio B	85%	70%	55%	40%	25%	10%	0%	0%	0%	0%	...	0%
	Compra Energia	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	...	100%
	Demais componentes	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	...	0%

Tabela 3-3 - Regra de transição para a MMGD

Utilizando esta regra de transição, as projeções de MMGD apresentadas no Produto 3 deste estudo e as projeções tarifárias apresentadas neste documento, é possível estimar o volume financeiro evitado pelos adotantes da MMGD até o final do horizonte¹⁶. Para calcular o valor do subsídio de fato, deve-se descontar o valor associado a Compra de Energia, uma vez que este passa a ser um custo de fato evitado pela MMGD. Trazendo estes valores a valor presente, utilizando uma taxa de desconto de 7,32% - WACC do setor de distribuição aprovada em 2020 – estima-se um valor de aproximadamente R\$ 70 bilhões.

¹⁵ Cabe destacar que existe uma regra diferente para unidades > 500 kW em sistema de geração variável não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% ou mais da participação do excedente de energia elétrica. Aqueles que solicitarem acesso após 12 meses da publicação da lei passam a pagar 40% da TUSD Fio A, encargos tarifários TFSEE, P&D e EE, além de fio B

¹⁶ Destacamos que entre as simulações e a publicação final do relatório houve avanços tanto em termos tarifários quanto na adoção da MMGD.



Figura 3-13 – Subsídio a MMGD, em bilhões de Reais

3.1.4 Emissões

A produção de energia elétrica a partir de fontes fósseis resulta na emissão de gases que contribuem para o ‘efeito estufa’, dentre eles o CO₂. De forma a projetar o nível de emissões destes gases para cada cenário de expansão do SEB, foram assumidos, para cada tecnologia, níveis de emissão por MWh gerado e utilizada a produção de cada central termelétrica obtida a partir da simulação do caso. Os valores de emissão assumidos estão na Tabela 3-4.

Combustível	Emissão (tCO ₂ equivalente/MWh)
Biomassa	0.50
Carvão	1.10
Diesel	0.65
Gás	0.40
Óleo	0.65

Tabela 3-4 – Emissão de tonelada de CO₂ equivalente por MWh gerado para cada fonte

A Figura 3-14 e a Figura 3-15 mostram as emissões de CO₂ equivalente do plano de expansão obtido. Observa-se um maior nível de emissões no curto prazo, devido as condições iniciais dos reservatórios, e um aumento, após uma redução, nas emissões a partir de 2026, ano em que começam a ser comissionadas as UTEs da Lei 14.182. Cabe ressaltar que os volumes observados entre 2028-2032 possuem pouca volatilidade e estão intrinsecamente relacionados à inflexibilidade operativa destas plantas (70%) e, portanto, seria possível afirmar que estas térmicas são responsáveis pela não redução dos níveis de emissão de CO₂ no setor elétrico brasileiro.

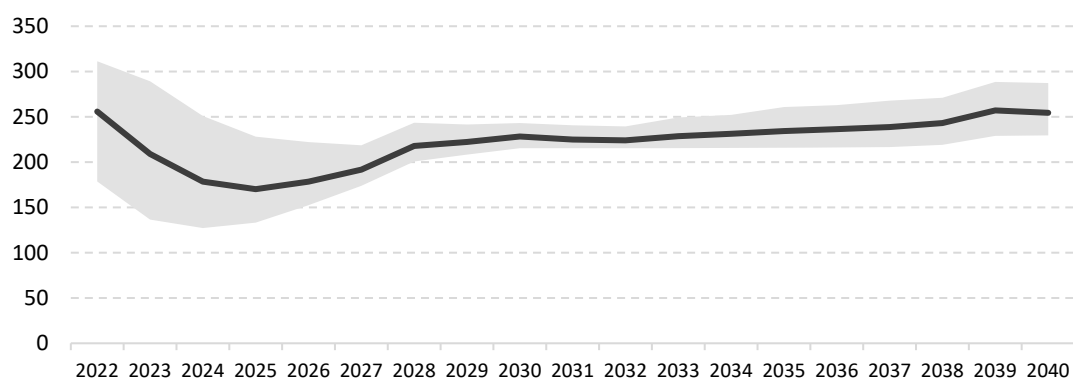


Figura 3-14 – Emissões de CO2 equivalente (em toneladas/GWh)

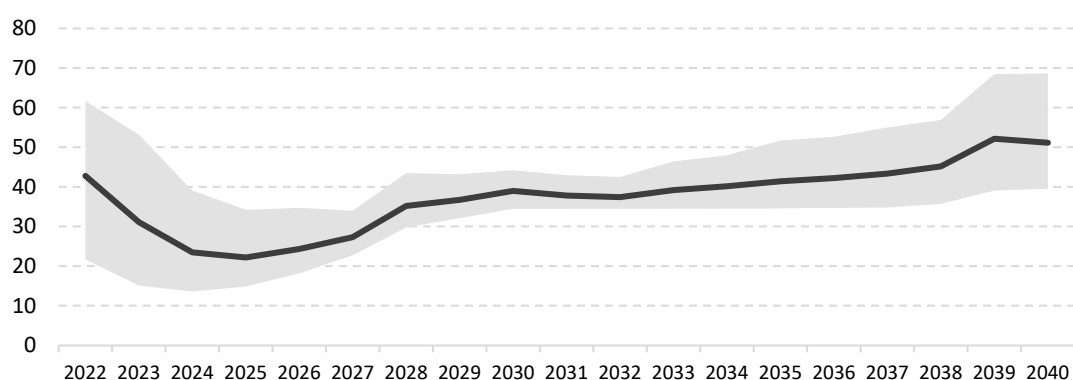


Figura 3-15 – Emissões de CO₂ equivalente (em milhões de toneladas)

3.2 Aspectos comerciais

A partir do plano de expansão obtido na simulação do OptGen, descritos na Seção 3.1, é possível avaliar alguns aspectos comerciais.

3.2.1 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

O PLD projetado para cada submercado é apresentado na Figura 3-16. Observa-se um perfil decrescente no começo do horizonte, em decorrência da melhora nas perspectivas para os reservatórios, seguido de um período de preços abaixo de 100 R\$/MWh, causado pela sobreoferta física projetada para o horizonte 2025-2033. No entanto, devido ao crescimento mais acelerado da demanda neste cenário, há uma recuperação do nível de preços no final do horizonte, voltando a alcançar níveis próximos aos 140-150 R\$/MWh.

Novamente, observa-se que a diferença de preços entre os submercados ocorre de forma pontual em alguns anos do horizonte, o que não justifica, do ponto de vista econômico, uma expansão em maior quantidade do sistema de transmissão.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

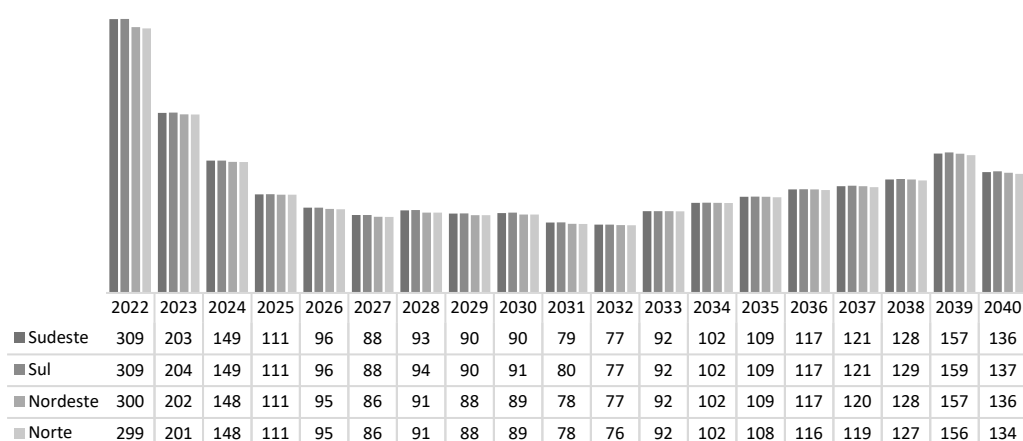


Figura 3-16 – PLD médio anual (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Quando avaliamos a projeção mensal para esta mesma variável, como mostrado na Figura 3-17, observamos no curto prazo uma sazonalidade muito marcada dos preços, em decorrência da escassez hídrica e da ainda predominante participação hidroelétrica na matriz. No entanto, no longo prazo, com a inserção de novas tecnologias, esse perfil de preços mensais tende a se estabilizar.

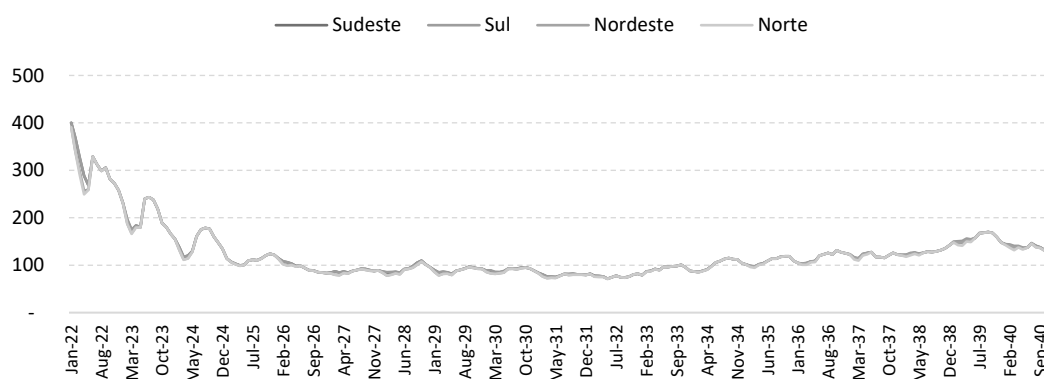


Figura 3-17 – Projeção do PLD médio mensal (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Por fim, a Figura 3-18 mostra que apesar da média do PLD ficar abaixo dos 100 R\$/MWh por muitos anos, há uma dispersão na distribuição de probabilidade da projeção desta variável, indicando que, apesar da sobreoferta de garantia física, pode haver momentos de estresse hídrico capazes de elevar as perspectivas para o PLD.

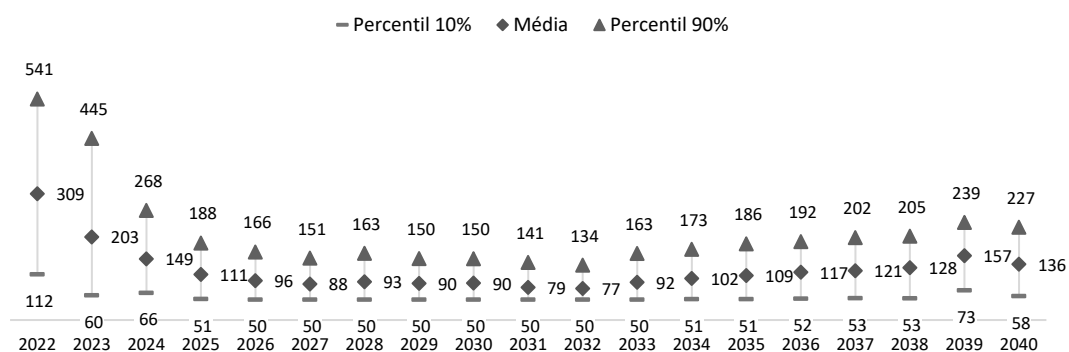


Figura 3-18 – Projeção anual do PLD do Sudeste (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

3.2.2 Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF é um indicador fundamental no desenho atual do Setor Elétrico Brasileiro, responsável por determinar o fator de produção das usinas hidroelétricas em relação ao seu valor esperado¹⁷, que por sua vez é utilizado na contabilização e liquidação na CCEE. Assim, é importante entender as perspectivas para essa variável, que impacta diretamente nos custos do risco hidrológico repassáveis, em sua maioria, à tarifa dos consumidores regulados e em alguma medida na precificação de contratos no Mercado Livre.

A Figura 3-19 apresenta algumas estatísticas da projeção do GSF. Observa-se que no curto/médio prazo as perspectivas são de manutenção do GSF abaixo de 1, o que significa que as usinas hidroelétricas não conseguirão gerar o seu valor esperado. Esse comportamento é explicado por dois fatores:

- i. Baixo nível dos reservatórios e perspectiva de menores afluências no curto prazo: o efeito combinado é reduzir as expectativas de geração das usinas hidroelétricas;
- ii. Sobreoferta física e aumento das fontes não despacháveis de energia: estes outros dois fatores reduzem significativamente a demanda líquida a ser atendida por meio da geração hidrotérmica, reduzindo, portanto, a quantidade máxima que as usinas hidroelétricas poderiam gerar. Dito de outra forma, mesmo se os reservatórios estiverem cheios, faltaria demanda para as hidroelétricas, o diminuiria o GSF esperado.

¹⁷ De forma simplificada, a garantia física das usinas hidroelétricas é calculada como ‘valor esperado’ da contribuição dos ativos considerando a repetição de uma hidrologia de um período considerado crítico para o sistema e uma configuração de oferta e demanda determinada pelo MME e EPE.

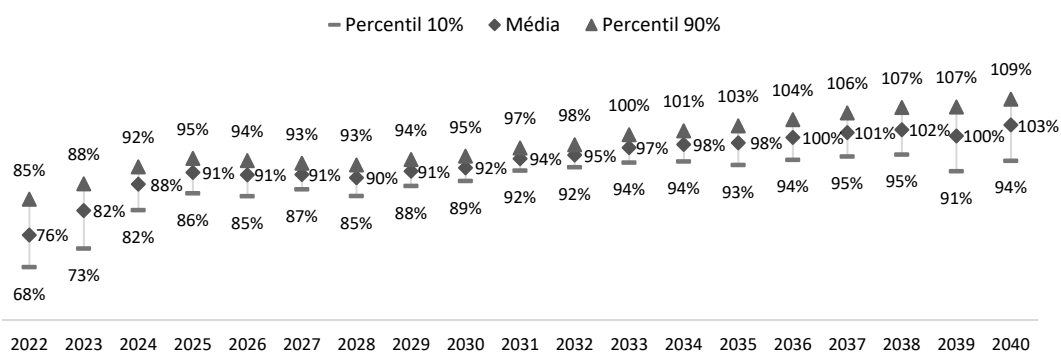


Figura 3-19 – Estatísticas da projeção para o GSF do cenário transformador

3.2.3 Preço no Mercado Livre

As perspectivas para os preços no mercado livre têm se tornado um insumo cada vez mais importante para a tomada de decisão dos agentes que desejam investir em nova capacidade voltada exclusivamente para este ambiente de contratação. Além disso, as perspectivas para estes preços são também importantes para o segmento de consumo, em especial para os consumidores que estudam a migração para o ACL, nas tomadas de decisão de redução de custos.

Historicamente, contratos de curto e médio prazo tendem a ter uma alta correlação com as perspectivas dos agentes para o PLD. Assim, conforme mencionado anteriormente, neste estudo será utilizada uma metodologia de equilíbrio de mercado para estimar o preço destes contratos em cada um dos cenários de demanda.

As projeções de preços para o Mercado Livre para este cenário, sob a ótica fundamentalista, apontam para um resultado médio, ao longo de todo o horizonte de análise, de 152 R\$/MWh \pm 6 R\$/MWh (considerando um intervalo de confiança de 90%). No entanto, este preço médio se distribui de forma distinta ao longo do horizonte, conforme ilustrado na Figura 3-20.

Observa-se que no curto prazo, em decorrência das condições sistêmicas mais adversas (baixo nível dos reservatórios e perspectivas abaixo da média histórica para as aflúncias futuras), os preços ficam em patamares bem elevados, atingindo um valor médio de 218 R\$/MWh. No médio prazo, com a manutenção da sobreoferta física aliada à melhora das perspectivas para as aflúncias futuras, o preço médio se reduz bastante, alcançando o valor de 121 R\$/MWh. No longo prazo, com a redução da sobreoferta física, decorrente do restabelecimento do balanço entre oferta e demanda, e o conseqüente aumento nos preços spot, as projeções para os preços no Mercado Livre acompanham essa tendência, trazendo o valor médio projetado para 141 R\$/MWh. A Figura 3-21 apresenta os resultados por janelas de tempo no horizonte simulado.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

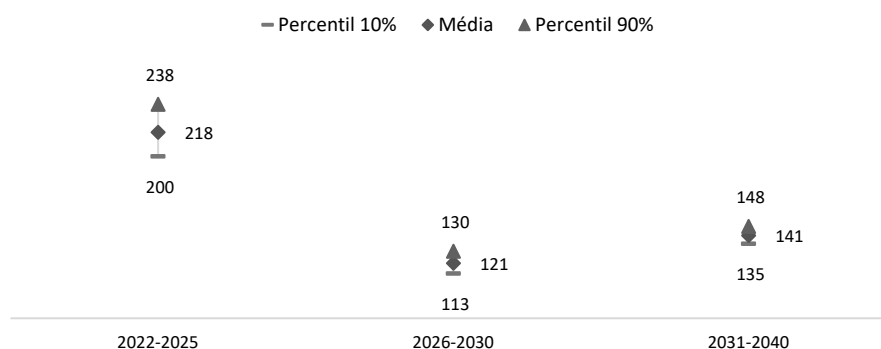


Figura 3-20 – Projeção de preços de contratos de energia (R\$/MWh) para o ACL (Sudeste)

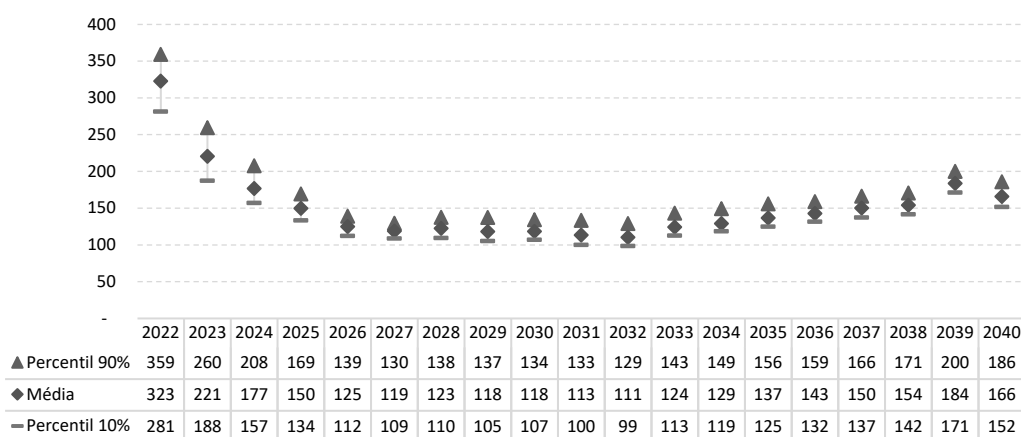


Figura 3-21 – Projeção de preços de energia (R\$/MWh) para contratos de 1 ano no ACL (Sudeste)

3.2.4 Encargos Setoriais

Nessa seção são apresentados os resultados para os quatro principais encargos existentes, cujo valor foi obtido a partir da simulação dos cenários: encargo de energia de reserva (EER), encargo de serviço de sistema (ESS), Proinfa e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

3.2.4.1 Encargo de Energia de Reserva e de Serviço de Sistema

O Encargo de Energia de Reserva (EER) destina-se a cobrir os custos de contratação das usinas de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. A contratação dessas usinas é feita através de leilões específicos com o objetivo de aumentar a segurança do fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os geradores de energia de reserva não podem lastrear contratos de energia com sua energia firme e sua geração tem o objetivo de ser complementar ao volume contratado no mercado regulado (ACR). A energia gerada por essas usinas é totalmente liquidada no mercado de curto prazo (MCP), sendo valorada a PLD, em favor dos usuários de energia de reserva. Por essa razão, o EER é a diferença entre a Receita Fixa e o PLD, que deve ser paga à usina.

Já o Encargo de Serviço de Sistema (ESS) destina-se a reembolsar geradores pelos custos de:

- Despacho devido a restrições elétricas: quando as usinas térmicas são despachadas fora da ordem de mérito devido a uma restrição que dificultaria o suprimento de demanda.
- Despacho de usinas térmicas por ordem de mérito com custo variável unitário (CVU) superior ao PLD máximo.
- Deslocamento da geração hidrelétrica: reembolso às usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) do custo incorrido quando a geração hidrelétrica é reduzida devido à geração térmica fora da ordem de mérito ou à importação de energia elétrica sem energia firme associada.
- Despacho térmico devido à segurança energética: despacho fora da ordem de mérito, quando o custo de geração for superior ao Custo Marginal de Operação (CMO).

Portanto, o custo desses dois encargos guarda relação direta com a operação do sistema (geração do parque, custo marginal de operação e PLD). A Figura 3-22 mostra a evolução destes encargos ao longo dos últimos anos. Observa-se que nos anos de maior estresse hidrológico, como 2015 e 2021, há um aumento significativo do ESS para cobrir, em grande parte, o despacho realizado fora da ordem de mérito com vistas a aumentar a segurança energética ao preservar os reservatórios.

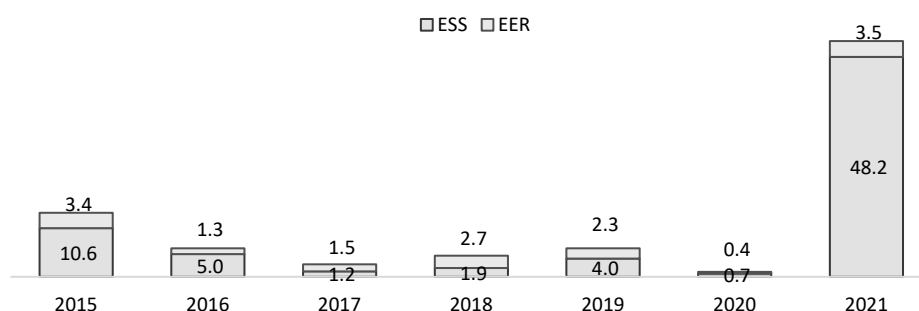


Figura 3-22 – Histórico do EER e ESS (R\$/MWh)

Assim como mencionado, o EER e o ESS são encargos que dependem da operação do sistema (geração, CMO, PLD, etc.). Portanto, estes encargos foram calculados para cada cenário de expansão, construído para cada cenário de demanda, conforme apresentado.

A Figura 3-23 apresenta o valor médio e o intervalo de confiança de 80% da projeção do ESS e EER para o Cenário Transformador. É possível observar que há a partir de 2026 um incremento importante no custo com esses encargos. Grande parte deste aumento é decorrente da contratação das usinas termoeletricas da Lei 14.182/2021 como Energia de Reserva. A redução nas perspectivas para o PLD no médio prazo também contribuem para uma menor receita na liquidação dos projetos contratados como EER, aumentando assim o valor deste encargo.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

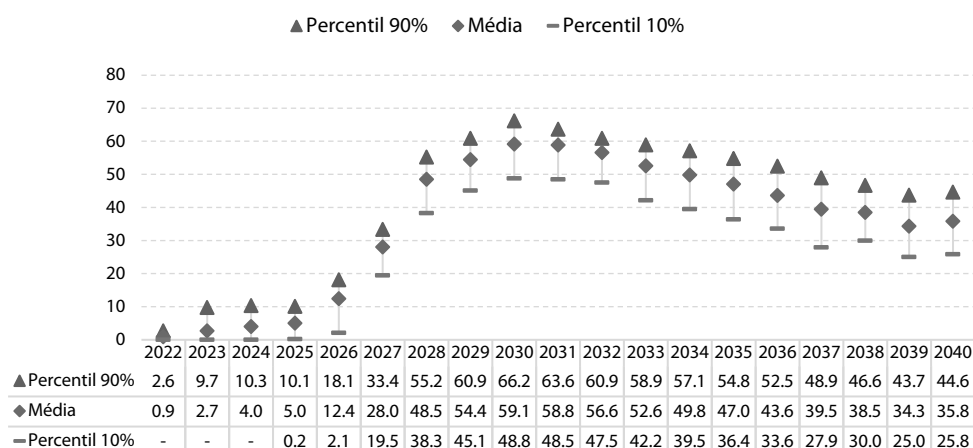


Figura 3-23 – Projeção do EER & ESS para o Cenário Transformador (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

3.2.4.2 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado por meio do Decreto 5.025/2004 com o objetivo de aumentar a parcela de eletricidade gerada por fontes renováveis como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O programa promoveu a implementação de pouco menos de 3.300 MW de capacidade instalada, divididos entre as fontes citadas acima. Os projetos contratados entraram em operação comercial até 30 de dezembro de 2011 e receberam contratos de energia com duração igual a 20 anos com a Eletrobrás¹⁸.

O valor pago pela eletricidade comprada, além dos custos administrativos, financeiros e tributários pagos pela Eletrobras, é dividido entre todos os consumidores do SIN, com exceção dos consumidores de baixa renda e autoprodutores¹⁹. O valor unitário do encargo é a soma, para todos os contratos do Proinfa, do volume contratado vezes seu preço (numerador), dividido pelo mercado total pagante (denominador). A Figura 3-24 mostra a evolução deste encargo ao longo dos últimos anos.

¹⁸ O prazo para os projetos do programa entrarem em operação era dezembro de 2006, mas esse prazo foi postergado seguidas vezes, e encerrou em 2011. Sendo assim, existem contratos do Proinfa terminando em 2026 e outros em 2031.

¹⁹ Os autoprodutores estão isentos na parcela do consumo que é autosuprida.

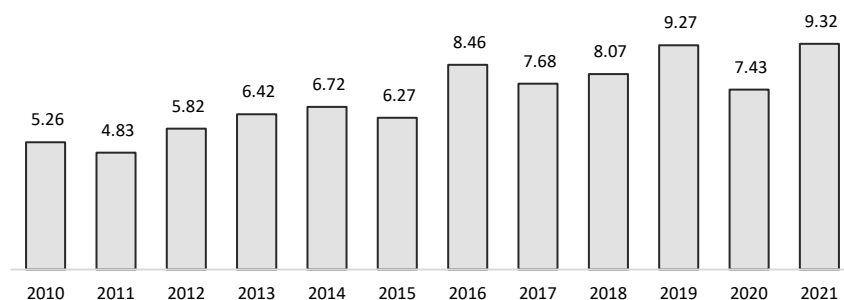


Figura 3-24 – Histórico do encargo associado ao Proinfa (valores em R\$/MWh)

Assim, diferentemente do EER & ESS, o custo com o Proinfa depende exclusivamente do preço e montante de contratos com cobertura deste encargo. Portanto, a diferença no valor unitário do encargo entre os casos que será apresentada decorre exclusivamente da diferença entre as demandas projetadas em cada cenário.

Conforme detalhado no Relatório 3, a Lei 14.182/2021 prevê a possibilidade de renovação em 2021 dos contratos do Proinfa por mais 20 (vinte) anos, condicionado a: (i) atualização dos preços dos contratos para o valor da fonte no leilão A-6 de 2019, atualizado pelo IPCA, mostrados na Figura 3-25; (ii) troca do indexador utilizado no reajuste do preço do contrato – passaria a ser, após renovado, o IPCA; (iii) perda do benefício do desconto tarifário na ‘tarifa fio’; (iv) a garantia de modicidade tarifária.

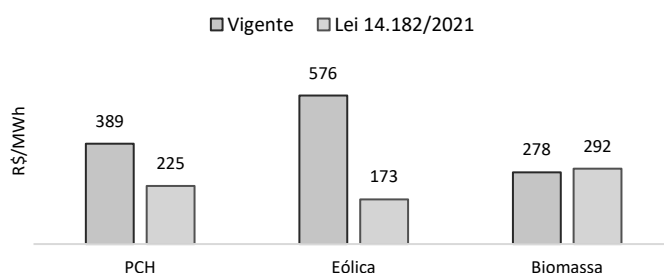


Figura 3-25 – Preço médio dos contratos de cada fonte coberto pelo Proinfa

A lei previa o prazo de 90 dias para indicação por parte dos agentes a Aneel se desejar ou não a renovação. Até o momento da confecção deste relatório, não há uma divulgação pública sobre os agentes que aceitaram os termos da renovação e, portanto, serão apresentadas algumas sensibilidades quanto ao custo deste encargo. Cabe ressaltar, que as biomassas estariam inelegíveis para adesão à renovação, porque o novo preço seria superior ao vigente, ferindo a garantia da modicidade tarifária para o consumidor final.

Assim, a Figura 3-26 mostra a projeção do custo total do Proinfa considerando quatro possíveis cenários: (i) sem renovação; (ii) renovação somente das eólicas; (iii) renovação somente das PCHs; (iv) renovação das eólicas e PCHs. Destaca-se que os cenários de renovação trazem um importante alívio tarifário no curto prazo, especialmente ao se considerar as perspectivas para os reajustes em 2022.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

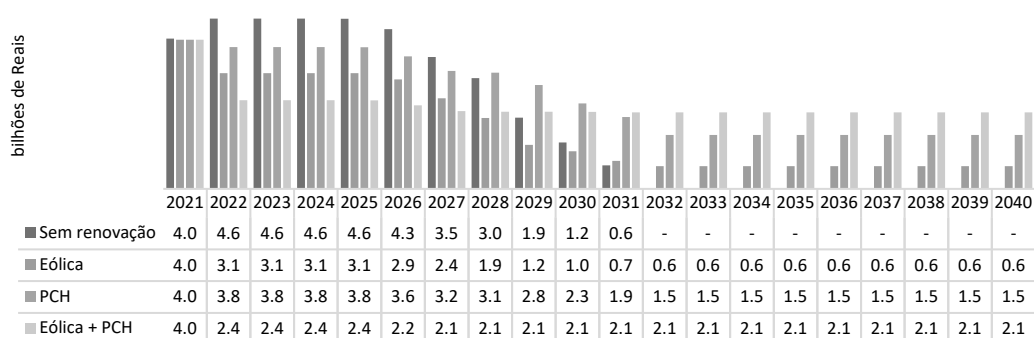


Figura 3-26 – Projeção do custo de contratação do Proinfa a ser coberto pelo encargo

Destacamos que o cenário que será utilizado como base será o cenário em que há a renovação somente das PCHs. A exclusão da renovação das usinas eólicas do caso base se justifica pelo importante diferencial de preço do contrato que passaria a ser praticado e pela perda do benefício do desconto no fio, não justificando uma renovação para esta fonte.

A Figura 3-27 apresenta a projeção do custo unitário do encargo para cobertura do Proinfa considerando a demanda projetada para este caso. Assim, projeta-se uma redução no custo do encargo decorrente da renovação, que pode chegar a 47% em 2022 – considerando o caso com renovação das eólicas e PCHs.

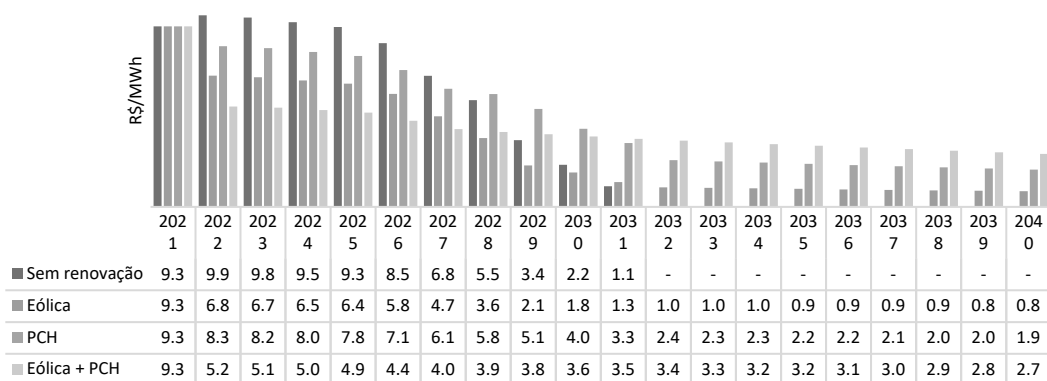


Figura 3-27 – Projeção do encargo para cobertura dos custos do Proinfa

3.2.4.3 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial que tem como objetivo financiar diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a vários usuários do serviço; subsidiar as tarifas nos sistemas elétricos isolados ainda fortemente dependentes da geração a óleo diesel; competitividade da geração de energia elétrica a partir do carvão mineral nacional; entre outros.

As receitas da CDE são coletadas principalmente a partir de cotas anuais pagas por todos os consumidores (exceto baixa renda e autoprodutores, na parcela do consumo auto suprido), mediante um encargo incluído nas tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, ela recebe pagamentos anuais, feitos por concessionárias ou empresas autorizadas, pelo uso de bens públicos (UBP), multas aplicadas pela Aneel e transferência de recursos do Governo Federal.

É de responsabilidade da Aneel aprovar o Orçamento Anual da CDE e fixar a cota anual (em reais), que corresponde à diferença entre a receita total necessária e a arrecadação fornecida por outras fontes.

Este valor tem crescido bastante nos últimos anos, conforme mostrado na Figura 3-28. Em 2013 e 2014, o fundo contou com empréstimo feito pela União para atenuar os reajustes tarifários, que posteriormente virariam um outro encargo setorial. Em 2015, com o término de injeção de dinheiro na conta, aliado ao déficit observado no ano anterior e aumentos na CCC e nos descontos tarifários da distribuição, a cota da CDE “explodiu”. Essa cota atingiu seu mínimo no histórico mais recente em 2017, após sucessivos esforços da Aneel para reduzir alguns subsídios. A partir de então, a cota tem aumentado significativamente a despeito da remoção de alguns benefícios tarifários. Hoje, os itens que mais pesam na CDE são o custeio à geração dos sistemas isolados (CCC) e benefícios tarifários na distribuição, incluindo o desconto na tarifa fio de geradores incentivados e consumidores que compram contratos deles, representando aproximadamente 35% e 33%, respectivamente, das despesas totais cobertas pelo fundo.

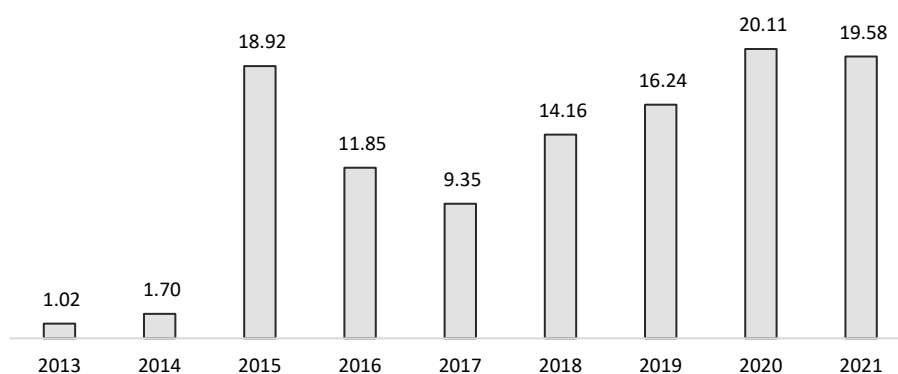


Figura 3-28 – Histórico da cota da CDE (bilhões de Reais)

O custo unitário do encargo é rateado de forma diferenciada entre os níveis de tensão e os submercados. Até 2016, os níveis de tensão pagavam o mesmo valor unitário, porém os submercados Sul e Sudeste pagavam um valor 4,53 vezes maior do que o pago pelo Norte e Nordeste.

Até 2030, o valor unitário pago pelos submercados deve ser proporcional aos mercados de cada agrupamento, porém os consumidores de Alta Tensão (AT) deverão pagar 1/3 do valor unitário pago pela Baixa Tensão (BT), enquanto os consumidores de Média Tensão (MT) devem pagar 2/3 do valor pago pelo BT. Essa mudança vem sendo implementada de forma gradual a cada ano, e hoje os valores unitários refletem essa transição, como pode ser visto nas figuras abaixo.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

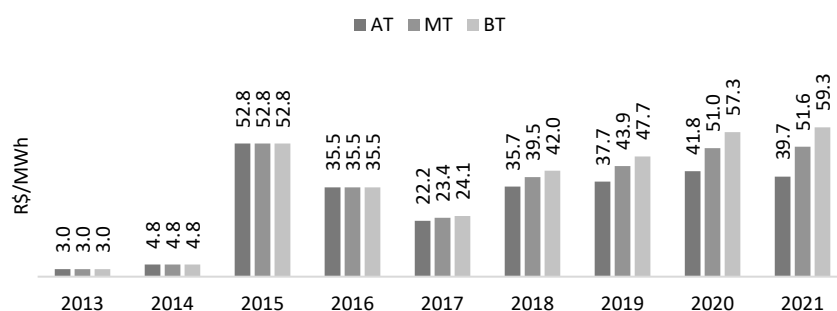


Figura 3-29 – Histórico do valor unitário da CDE para consumidores no Sul/Sudeste/Centro-Oeste

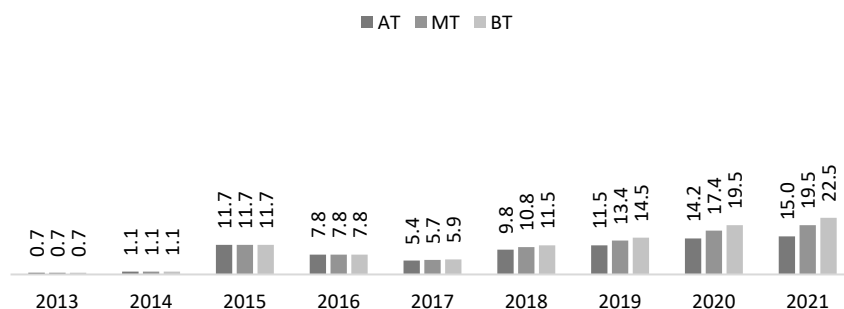


Figura 3-30 – Histórico do valor unitário da CDE para consumidores no Norte/Nordeste

Assim como no caso do Proinfa, a projeção da CDE depende de premissas que guardam pouca relação com o cenário de expansão e, portanto, as premissas utilizadas para os dois cenários de crescimento de demanda serão apresentadas a seguir e utilizadas em ambos os casos. A diferença no valor unitário do encargo entre os casos a ser apresentada decorre, portanto, exclusivamente da diferença entre as demandas projetadas em cada cenário.

Como detalhado anteriormente, a CDE é um encargo que visa cobrir os custos decorrentes de políticas energéticas do governo. Assim, o valor deste encargo é calculado como a diferença entre as despesas e receitas projetadas para este fundo setorial.

Para a projeção das receitas da CDE ao longo do horizonte de estudos, adotou-se as seguintes premissas:

1. Mantidas constantes as receitas a título de Uso do Bem Público – UBP.
2. Mantidas constantes as receitas de multas aplicadas pela Aneel.
3. Mantidas constantes as receitas pelo pagamento das quotas de Reserva Global de Reversão – RGR.
4. Não se assume saldos futuros.
5. Assume-se um fluxo de receita oriundo do fundo de P&D, conforme calendário proposto pela Aneel na Consulta Pública 078/2020 – resultado da Medida Provisória 998/2020.
6. Assume-se um fluxo de receita oriundo do processo de capitalização da Eletrobrás, conforme previsto na Lei 14.182/2021.

Sobre o último item de receita descrito acima, a Lei 14.182/2021 prevê em seu Art. 4º que são condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica:

I - O pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

II - O pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos de um conjunto de parcelas.

Segundo a Resolução CNPE 15/2021, o valor para este bônus de outorga a ser destinado à CDE é de 29,79 bilhões de Reais e serão aportados conforme o cronograma na Figura 3-31. Entretanto, esse bônus será integralmente destinado ao Mercado Cativo (na proporção dos volumes de contratos de cotas da Eletrobrás existentes no portfólio das distribuidoras) e, portanto, não há impactos na CDE paga pelos consumidores livres.

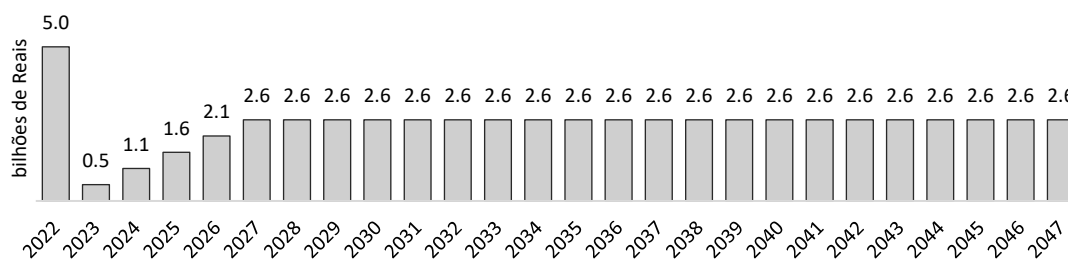


Figura 3-31 - Aportes a CDE (bilhões de reais) decorrentes da Lei 14.182

Já para a projeção das despesas a serem cobertas pela CDE, as premissas adotadas foram:

1. Manutenção das despesas com programas de universalização, devido à criação do programa 'Mais Luz para a Amazônia'.
2. Manutenção dos subsídios à geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional.
3. Redução linear da taxa de crescimento anual do subsídio aos consumidores de baixa renda, a partir de taxa média observada entre os anos de 2015 e 2020 até o valor de 1% em 2040. Essa redução decorre da premissa de retomada do crescimento econômico e consequente redução da quantidade de consumidores de baixa renda.
4. Crescimento do subsídio para consumidores especiais de acordo com o crescimento da garantia física de energia incentivada destinada ao Mercado Livre e com base nas perspectivas para a evolução do prêmio da energia incentivada.

5. Subsídio para a energia associada à geração e compensação concedida aos usuários conectados à rede de transmissão (geradores e consumidores incentivados) cresce de acordo com o aumento da geração renovável não convencional no cenário de expansão de longo prazo da PSR e com as perspectivas de TUST dos segmentos de consumo e geração²⁰.
6. Redução linear até a extinção, em 2024, dos subsídios a consumidores rurais, serviços públicos de água, saneamento e esgoto, e distribuidoras de pequeno porte (Decreto 9.642/2018).
7. A projeção dos gastos com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) considera:
 - Custo de combustível e despesas assessoriais aprovados pela Aneel para os geradores dos Sistemas Isolados
 - Projeção da demanda dos sistemas isolados
 - Levantamento do portfólio de contratos das distribuidoras (contratos bilaterais e de leilões) que suprem o Sistema Isolado.
 - Simulação da compra de novos contratos para suprir o crescimento de carga.
 - Nenhuma renovação de contrato (são todos substituídos por leilões).
 - Preço de leilões futuros iguais à média de leilões recentes (~1.150 R\$/MWh).
 - Não há novas interligações ao SIN e nem novas localidades a serem atendidas.
 - Fim da cobertura dos custos de geração de usinas já interligadas ao SIN, já que pagamentos associados à infraestrutura de gás serão feitos até 2026.

O resumo das despesas e receitas projetadas, assim como o valor total do encargo a ser cobrado dos consumidores, é apresentado na Tabela 3-5 e na Tabela 3-6.

Receitas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Uso do Bem Público	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
Multas	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Saldo	0.56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cotas da RGR	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Recursos de P&D	2.22	0.42	0.42	0.42	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	0.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quotas CDE - Uso ²¹	19.58	22.69	20.97	19.90	19.55	19.07	19.47	19.53	19.02	18.83	17.56	17.75	18.27	18.66	18.97	19.77	20.24	21.15	21.72	21.86
Total	23.92	24.58	22.86	21.79	21.43	20.54	20.94	21.00	20.49	20.30	19.03	19.22	19.74	20.12	20.44	21.24	21.71	22.62	23.19	23.33

Tabela 3-5 - Receitas, em bilhões de Reais, projetadas para a CDE

²⁰ Por efeito da Lei 14.120/2021, os geradores que entrarem em operação após 2026 não terão mais o desconto no fio.

²¹ Não considera os efeitos do aporte a CDE decorrente da privatização da Eletrobrás

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

Despesas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Universalização	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
Baixa Renda	3.66	3.78	3.91	4.04	4.16	4.28	4.40	4.52	4.63	4.74	4.85	4.95	5.05	5.14	5.23	5.31	5.39	5.45	5.52	5.57
Carvão Mineral	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Rural	1.61	1.21	0.68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Irrigação e Aquicultura	1.13	0.87	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Água-esgoto-saneamento	0.47	0.35	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cooperativa	0.38	0.29	0.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuidora	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36	0.36	0.36	0.37	0.37
Transmissão	1.04	1.00	1.24	1.57	1.61	1.64	1.67	1.62	1.12	1.18	1.15	1.12	1.16	1.18	1.17	1.26	1.28	1.41	1.45	1.37
Geração Fonte Incentivada	0.48	0.52	0.55	0.61	0.65	0.69	0.69	0.69	0.64	0.61	0.59	0.58	0.59	0.60	0.59	0.63	0.64	0.69	0.71	0.67
Consumidor Fonte Incentivada	4.15	4.86	5.56	5.96	6.08	6.11	6.34	6.31	6.22	6.02	6.11	6.19	6.41	6.57	6.66	7.07	7.28	7.77	8.02	8.01
Déficit da CDE	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCC	8.48	8.80	7.67	7.21	6.54	5.43	5.43	5.46	5.47	5.34	3.91	3.96	4.11	4.22	4.37	4.54	4.70	4.87	5.06	5.27
Custos Administrativos	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Total	23.92	24.58	22.86	21.79	21.43	20.54	20.94	21.00	20.49	20.30	19.03	19.22	19.74	20.12	20.44	21.24	21.71	22.62	23.19	23.33

Tabela 3-6 - Despesas, em bilhões de Reais, projetadas para a CDE

Dada as projeções de despesas e receitas para a CDE, é possível calcular qual seria o custo do encargo a ser cobrado dos consumidores com base no consumo projetado para cada um dos cenários de demanda.

Com base na demanda projetada para o Cenário Transformador e no custo a ser coberto pela CDE Uso, projeta-se o valor unitário para o encargo, que é apresentado nas figuras a seguir. No curtíssimo prazo observa-se um aumento decorrente principalmente da redução de receitas esperadas para a CDE (menor aporte dos recursos do fundo de P&D). No médio prazo, com o fim de alguns subsídios há uma tendência de redução e, posteriormente, uma estabilização.

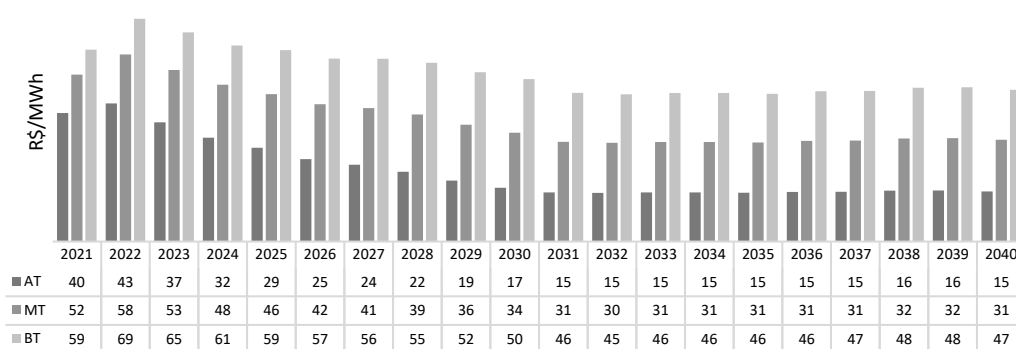


Figura 3-32 - Projeção da CDE Uso, em R\$/MWh, para consumidores do Sul, Sudeste e Centro-Oeste

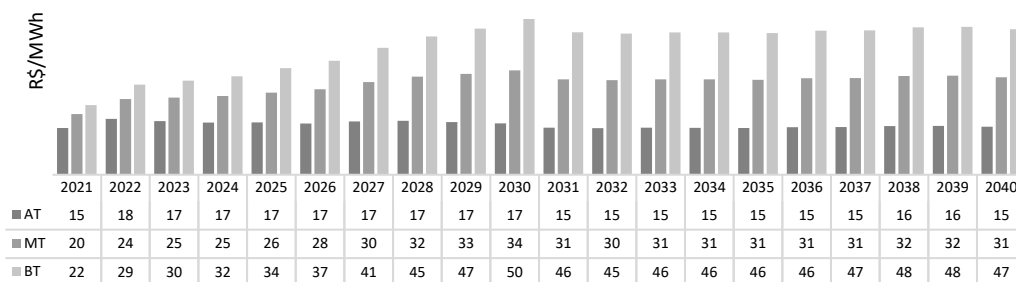


Figura 3-33 - Projeção da CDE Uso, em R\$/MWh, para os consumidores do Norte e Nordeste

3.2.5 Tarifas de Fornecimento

As tarifas de fornecimento (TF) das concessionárias de distribuição de energia são reguladas pela ANEEL e calculadas com o objetivo de serem justas para os consumidores e suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, ou seja, cobrir custos eficientes de O&M, pagar pelos investimentos necessários na expansão e manutenção da rede e fornecer padrões de qualidade do serviço. As tarifas de fornecimento podem ser divididas de duas principais maneiras:

1. **Parcela A:** são os custos sobre os quais as empresas de distribuição, de acordo com a regulação atual, possuem pouca ou nenhuma gerência e, portanto, são repassados às tarifas de seus consumidores. São custos de compra de energia, infraestrutura de transporte e encargos setoriais.

2. **Parcela B:** são os custos gerenciáveis, relacionados à atividade de distribuição de eletricidade, como custos operacionais, remuneração dos ativos e depreciação regulatória.

ou

1. **Tarifa de energia - TE:** paga pelos consumidores cativos e reúne os custos de compra de energia, perdas na rede básica, custos de transmissão de energia de Itaipu, encargo de serviço do sistema e encargos de energia de reserva.

2. **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD:** paga por todos os consumidores (cativos ou livres) cujo fornecimento de eletricidade é feito através da rede da concessionária de distribuição local, e inclui os custos de transmissão de energia, encargos setoriais, perdas de distribuição e Parcela-B.

A Figura 3-34 mostra a evolução da tarifa de fornecimento para os consumidores conectados à baixa tensão, grupo B, e classificados como residenciais, subgrupo B1.

É possível notar um importante crescimento nos últimos anos, decorrente de aumentos em custos de diferentes rubricas. Em 2014 e 2015, houve o início do pagamento ao empréstimo feito pela União e por um *pool* de bancos para socorrer as distribuidoras em 2013 e 2014 e uma forte elevação na CDE, como mostrado anteriormente, o que aumentou demasiadamente os custos com os encargos setoriais. Adiciona-se a isso a repactuação do risco hidrológico dos contratos por quantidade de usinas hidroelétricas e o repasse da subcontratação, o que elevou também os custos com a componente Energia. Em 2017, após decisão judicial, passou a ser incluído na TUST o pagamento da indenização dos ativos não completamente amortizados da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)²², o que elevou os custos com a rubrica Transmissão. A partir deste mesmo ano, tem-se observado que os custos com a Energia vêm crescendo demasiadamente, como reflexo das medidas que tem transferido cada vez mais os riscos de produção (e.g. risco hidrológico) para o consumidor cativo.

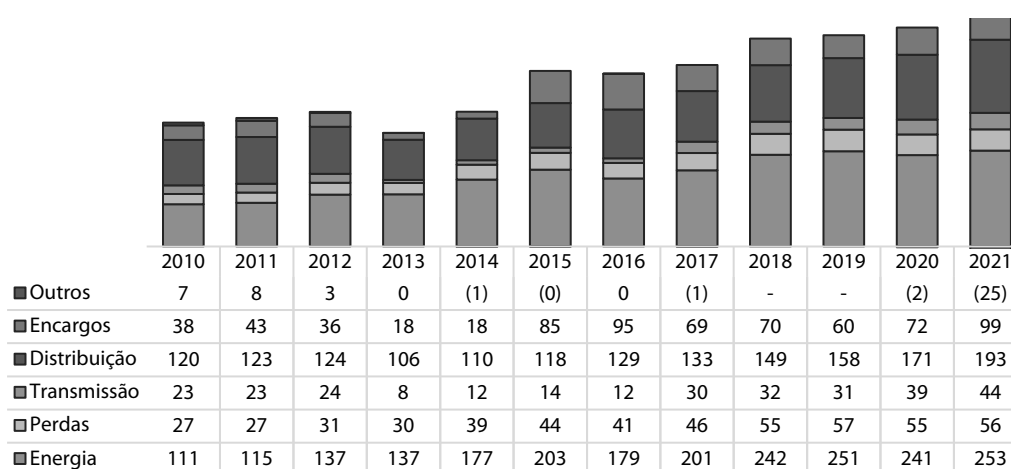


Figura 3-34 – Histórico das tarifas de fornecimento regulado para consumidores residenciais

As tarifas de fornecimento do Mercado Regulado, conforme apresentado acima, são compostas por uma série de rubricas que visam recuperar custos regulados pela Aneel. De forma sumária, essas componentes de custo se dividem em: transmissão, distribuição, encargos, perdas e compra de energia. Portanto, a projeção destas tarifas envolve uma série de simulações, detalhadas no relatório do Produto 3. Para realizar a projeção da tarifa de energia foi necessário seguir, principalmente, os seguintes passos:

- Projetar as demandas de energia das distribuidoras;
- Levantar os portfólios correntes de contratos das distribuidoras;
- Simular a renovação dos contratos de energia existente;
- Simular a liquidação financeira dos contratos na CCEE;
- Estimar os custos dos contratos por disponibilidade;
- Estimar os Encargos de Energia de Reserva (EER) e os Encargos de Serviços do Sistema (ESS);
- Calcular o risco hidrológico dos CCGF e contratos por quantidade repactuados.

²² Parcela da RAP correspondente às instalações componentes da Rede Básica.

Já para a TUSD, os passos seguidos foram:

- Projetar as tarifas de conexão e uso do sistema de transmissão utilizando a base de dados do ONS com demanda e investimentos;
- Estimar os custos dos encargos do Proinfa e CDE, conforme metodologia de cálculo utilizada pela Aneel;
- Estimar as taxas de custeio como a Tarifa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE, a taxa do ONS e de P&D;
- Estimar os valores cobrados para cobertura de perdas técnicas e comerciais de energia;
- Projetar o valor da remuneração da distribuidora (Parcela B), considerando WACC e fator X vigentes.

A Tabela 3-7 apresenta as projeções para a Tarifa de Energia do Cenário Transformador para a distribuidora Brasil. No curto prazo, projeta-se uma redução da Tarifa de Energia em decorrência da expectativa de reajuste do preço da energia comercializada por Itaipu dado o término do pagamento da dívida, conforme detalhado no Relatório 3, e por conta da alocação de parte do bônus da outorga proveniente do processo de capitalização da Eletrobrás. No entanto, neste cenário, devido a uma projeção mais elevada para os PLD há uma maior pressão na CVA das distribuidoras. No médio prazo, com a contratação das usinas termoeletricas a gás natural decorrentes da Lei 14.182/2021, projeta-se um aumento na TE. No longo prazo, com a renovação do portfólio da distribuidora, volta a ser observada uma tendência de queda nas projeções.

R\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Compra Energia	247	245	227	223	232	243	240	236	237	237	237	237	234	231	229	227	226	223	219	217
P&D/ESS/EER	14	12	12	11	10	12	16	24	31	33	35	33	32	31	30	28	28	26	25	23
Conta Covid TE & CDE Energia	11	-5	8	6	-3	-4	-4	-4	-4	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-1
ICMS TE	-11	-14	-10	-9	-8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CVA TE	20	8	-17	-6	0	-3	-3	0	0	1	3	1	0	2	1	1	2	0	0	-1
Total	280	247	220	226	231	247	248	256	264	267	272	269	263	261	258	255	253	248	242	238

Tabela 3-7 - Projeção da Tarifa de Energia do Cenário Transformador – média Brasil (valores reais em Jul/21)

A Tabela 3-8 apresenta as projeções para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a distribuidora Brasil no subgrupo B1 (consumidores residenciais). No curto prazo destaca-se a expectativa de elevação do custo com os encargos setoriais, em especial a CDE, conforme descrito em seções anteriores. No médio prazo projeta-se uma elevação do custo com transmissão (Fio A) decorrente do reperfilamento dos pagamentos das indenizações aos ativos da RBSE, efeito ainda da MP 579, adotado este ano pela Aneel e com vistas a terminar no ciclo 2028-2029.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

R\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Fio A	42	43	49	54	53	51	52	51	49	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Fio B	202	209	209	209	209	209	209	209	209	210	210	210	211	211	211	212	212	212	213	213
Perdas	54	54	50	50	50	52	52	51	51	51	52	52	51	50	50	50	49	49	48	48
Encargos	63	75	68	65	65	63	63	63	60	59	53	52	52	52	52	52	53	53	54	53
Conta Covid - TUSD	7	7	7	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ICMS TUSD	-15	-12	-8	-8	-7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CVA TUSD	-3	0	-4	0	0	-3	0	0	-2	-3	-2	0	0	0	0	0	0	1	0	-1
Total	350	375	371	376	370	372	375	374	368	363	359	359	360	360	359	360	360	361	360	358

Tabela 3-8 - Projeção da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o grupo B1 – média Brasil (valores reais em Jul/2021)

A Figura 3-35 apresenta a média Brasil do custo final (tarifa de fornecimento somada das expectativas de custos com a bandeira tarifária) ao longo do horizonte de análise. Os custos para o consumidor com as bandeiras tarifária, muito pressionadas pela conjuntura, tendem a se reduzir no longo prazo. Ressalta-se que as avaliações realizadas nas seções anteriores, quanto à criação de novos encargos, devem ser somadas às projeções apresentadas no gráfico abaixo.

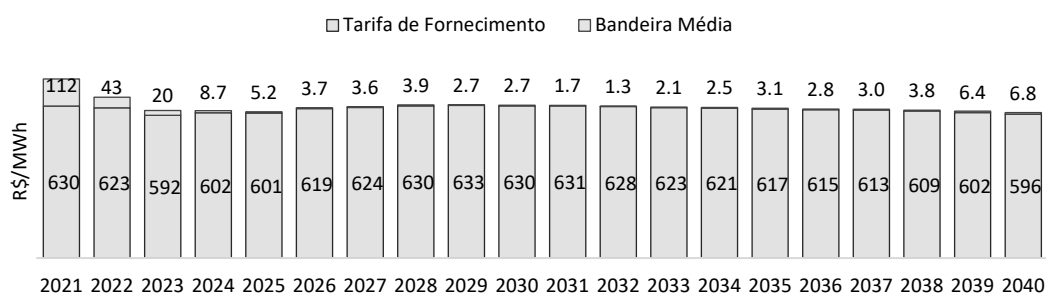


Figura 3-35 - Projeção da Tarifa de Fornecimento, média Brasil, para o subgrupo B1 (valores reais em Jul/21)

3.3 Aspectos tributários

Em 2022, após um esforço conjunto do legislativo e do executivo para aumentarem a modicidade tarifária em um contexto de pressão de preços, foi promulgada a Lei Complementar 194/2022 em 23 de junho. Esta lei traz em seu texto duas alterações importantes que impactam diretamente na fatura final do consumidor de energia elétrica: i) redução da alíquota efetiva do ICMS; ii) retirada de alguns componentes tarifários da base de cálculo do ICMS.

O Art. 1º altera o Art. 18-A da Lei 5.172/1966 (Código Tributário Nacional), tornando os combustíveis, o gás natural, a energia elétrica, as comunicações e o transporte coletivo bens e serviços essenciais e indispensáveis. Além disto, o parágrafo único deste artigo veda a fixação de alíquota do ICMS em patamares superiores ao das operações em geral e a revisão desta alíquota a patamares superiores ao vigente a época da publicação do artigo. O efeito prático desta medida é a limitação da alíquota máxima aplicável ao faturamento da energia elétrica em um patamar entre 17% e 18%, percentuais estes consideravelmente inferior ao aplicáveis atualmente em alguns estados, conforme apresentado na Tabela 3-9.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

Estado	Faixas de consumo mensal (em kWh/mês)												
	0-30	31-50	51-60	61-80	81-90	91-100	101-140	141-150	151-200	201-220	221-250	251-300	> 301
AC	0%	0%	0%	0%	0%	0%	16%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
AL	0%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	25%	25%	25%	25%	25%
AM	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
AP	0%	0%	0%	0%	0%	0%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
BA	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
CE	0%	0%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
DF	0%	0%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	18%	18%	18%	21%
ES	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
GO	0%	0%	25%	25%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
MA	0%	0%	18%	18%	18%	18%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
MG	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
MS	0%	0%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	20%	20%	20%	20%
MT	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	10%	17%	17%	17%	25%	25%
PA	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	15%	25%	25%	25%	25%	25%
PB	25%	25%	25%	25%	25%	25%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
PE	0%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
PI	0%	0%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	25%	25%	25%	25%
PR	0%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%
RJ	0%	0%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	31%
RN	0%	0%	0%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	27%
RO	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	20%	20%	20%	20%
RR	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17%	17%	17%	17%	17%	17%	17%
RS	12%	12%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SC	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	25%	25%	25%	25%	25%
SE	0%	0%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	27%	27%	27%
SP	0%	0%	0%	0%	0%	12%	12%	12%	12%	25%	25%	25%	25%
TO	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%

Tabela 3-9 – Alíquotas de ICMS para consumidores residenciais por faixa de consumo mensal

Já o Art. 2º altera o Art. 3º da Lei Complementar 87/1996 (Lei Kandir) e retira, da base de cálculo do ICMS, os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica. Cabe ressaltar que sobre os encargos setoriais resta ainda uma definição sobre quais encargos incidiria o ICMS, dado que alguns encargos estão diretamente relacionados a produção e/ou consumo de energia. Neste sentido, a Aneel encaminhou um ofício ao Confaz a fim de subsidiar a entidade com o entendimento da agência sobre quais componentes tarifárias formariam a base de cálculo do ICMS, conforme

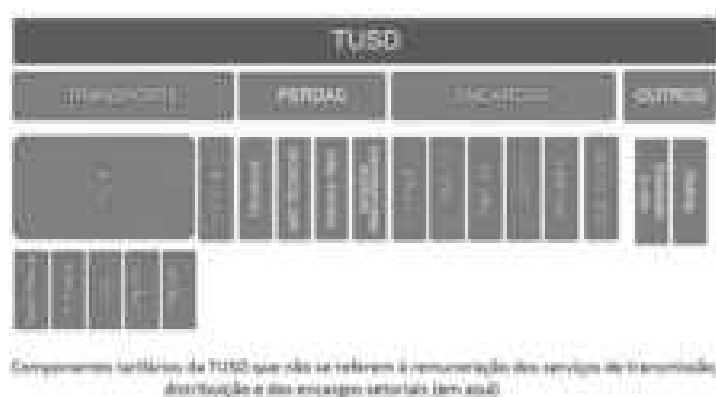


Figura 3-36 – Componentes tarifárias da TUSD na base de cálculo do ICMS (Fonte: Aneel)

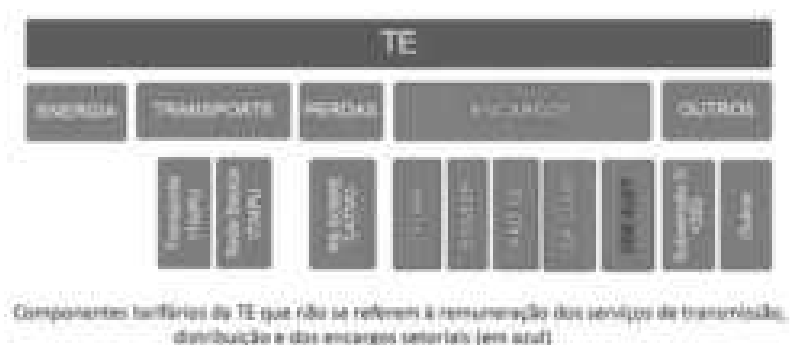


Figura 3-37 – Componentes tarifárias da TE na base de cálculo do ICMS (Fonte: Aneel)

A fim de quantificar os impactos destas alterações, tomamos como base as projeções apresentadas neste relatório para o ano de 2025 e consideramos uma alíquota de PIS/COFINS de 4,5% e uma alíquota atual de ICMS de 25%, sendo reduzida para 17%. A partir da simulação, estimamos que o Art. 1º da LC 194/2022 teria um impacto de aproximadamente 9,5% na fatura final do consumidor, enquanto o Art. 2º reduz em 9,4 p.p., adicionais aos 9,5% do Art. 1º. **Portanto, estima-se que o impacto médio da Lei Complementar 194/2022 para este consumidor seria de aproximadamente 18%.**

4 ABERTURA DO MERCADO LIVRE

4.1 Processo de liberalização do mercado

Um dos principais temas na discussão de modernização do Setor Elétrico Brasileiro é a liberalização do mercado de energia. O pleito é que o direito a escolha do fornecedor de contratos de energia seja estendido de forma irrestrita a todos os consumidores. A abertura integral do Mercado Livre é fundamental para que consumidores consigam buscar alternativas de suprimento mais competitivas.

Assim, a liberalização do mercado impõe aos formuladores de políticas públicas a necessidade de definições importantes acerca de:

- Qual o nível desejável de liberalização do mercado?
- É possível extinguir o Ambiente de Contratação Regulada?
- Qual agente seria o responsável pelos consumidores que não conseguirem ou não desejarem realizar a migração?
- Qual o papel da distribuidora neste ambiente de mercado liberalizado?

Conforme apresentado no Relatório 5, a experiência internacional mostra que a migração em mercado liberalizados não ocorreu de forma maciça – especialmente dentro da classe de consumidores residenciais. E essa decisão se deu pelos mais diversos motivos: riscos envolvidos na contratação livre, falta de oferta de produtos para determinados tipos de consumidores, desconhecimento a respeito dos ônus e bônus dessa migração, entre outros. Conjugando esses aspectos com a realidade socioeconômica brasileira, entende-se que a migração para o mercado livre deve ser uma escolha dos clientes e não uma imposição regulatória – como adotado em outros mercados, como por exemplo o Texas, EUA.

Portanto, nesse mercado liberalizado, onde os consumidores podem migrar ou não, o ACR continua tendo uma função importante, especialmente no que diz respeito ao atendimento a consumidores mais socialmente vulneráveis (com ou sem direito à Tarifa Social), regularizados ou identificados como praticantes de furtos de energia. Este grupo provavelmente terá maior dificuldade para encontrar comercializadores varejistas dispostos a atendê-los.

Assim, é fundamental que sejam rediscutidas as atribuições atuais das distribuidoras de energia elétrica neste novo contexto regulatório (seção 4.3 deste relatório), respeitando os contratos vigentes e garantindo um tratamento dos custos associados aos contratos legados existentes (seção 4.2).

4.2 Tratamento aos contratos legados e Encargo de Sobrecontratação

Os contratos legados são o estoque de contratos das distribuidoras que permanecerão apesar de mudanças regulatórias e comerciais que possam acontecer no setor elétrico. São tipicamente os contratos de longo prazo, que vêm sendo firmados desde 2005, como resultado dos leilões de energia do mercado regulado (ACR).

Além da questão dos prazos dos contratos, outro fator que dificulta bastante que as distribuidoras consigam gerir a sobrecontratação provocada pela migração de consumidores para o mercado livre foi o ‘engessamento’ de seu portfólio de contratos: os CCEAR de Energia Existente, que podem ser trocados entre distribuidoras ou reduzidos com os geradores, foram substituídos pelos Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF²³.

Entende-se que as duas principais preocupações quanto aos contratos legados são:

- Como, respeitando os contratos, conciliar uma carteira de longo prazo com a perspectiva de liberalização do mercado?
- Como, quando e em que porção, compartilhar com os consumidores no mercado livre o pagamento dos contratos legados?

Nesse contexto, existe no PL 414 uma proposta para criar um Encargo de Sobrecontratação (proposto originalmente pela CP 33 do MME), com a finalidade de repartir com todos os consumidores os custos do excesso de contratação das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o mercado livre, apurado após sua atuação nos mecanismos de vendas e cessões.

A redação atual do PL 414 propõe que o Encargo de Sobrecontratação seja pago por todos os consumidores do sistema²⁴, mas como esse ainda não é um ponto pacificado, a PSR apresentou, no relatório do Produto 4, com o intuito de subsidiar as discussões, estimativas para o valor do encargo quando:

- Os custos do excesso de contratos das distribuidoras são pagos pelos **consumidores regulados**, via tarifa, como é feito atualmente;
- Os custos do excesso de contratos das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre, são pagos pelos **consumidores regulados e novos consumidores livres** (aqueles que migrarem para o mercado livre a partir de “hoje”), através do Encargo de Sobrecontratação; ou
- Os custos do excesso de contratos das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre, são divididos **entre todos os consumidores** (regulados ou livres), através do Encargo de Sobrecontratação.

Os resultados mostram que uma liberalização faseada do mercado para os consumidores de baixa tensão e a divisão dos custos de sobrecontratação das distribuidoras entre todos os consumidores produzem menores Encargos de Sobrecontratação, em R\$/MWh, evita uma acentuação do diferencial tarifário entre os mercados regulado e livre e provoca menores níveis de sobrecontratação nas distribuidoras.

A figura abaixo apresenta o comparativo dos valores projetados para o Encargo de Sobrecontratação nos dois cenários de demanda utilizados, assumindo que todos os consumidores irão arcar com esse encargo.

²³ Os contratos de cotas de energia (CCGF + cotas de Angra + cotas de Itaipu + cotas do Proinfa) representam aproximadamente 40% do portfólio de contratos das distribuidoras.

²⁴ A exceção dos autoprodutores na parcela de consumo auto suprida

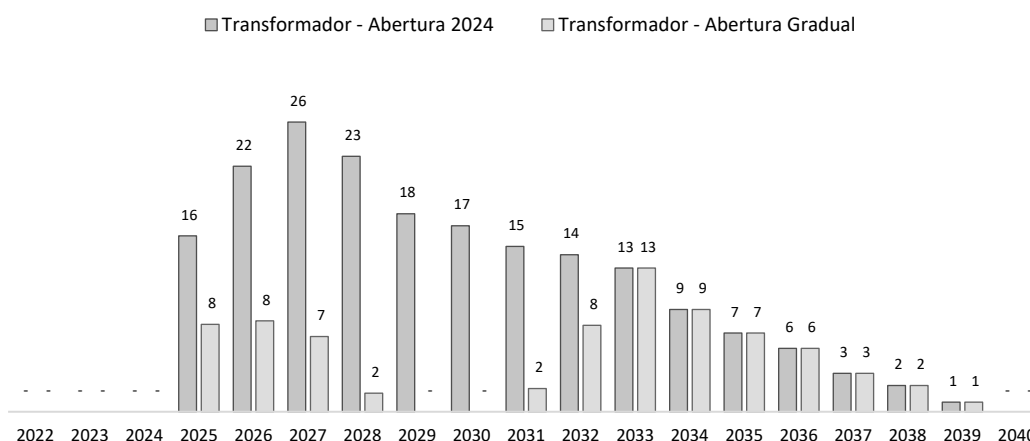


Figura 4-1 – Comparativo entre os valores projetados para o Encargo de Sobrecontratação, em R\$/MWh

Maiores detalhes das simulações e seus resultados podem ser vistos na seção 7.2.4 do relatório do Produto 4.

4.3 Separação das atividades de Distribuição e Comercialização

Atualmente as concessões de distribuição de energia impõem aos agentes prestadores de serviço a obrigatoriedade de fornecer os serviços de distribuição física da energia e de comercialização de contratos. No entanto, no contexto de um mercado de energia liberalizado, torna-se desejável separar essas duas atividades (separação D&C) de forma a fomentar a competição na atividade de comercialização e evitar eventuais conflitos de interesse que possam causar um desbalanceamento no sistema como um todo.

A experiência internacional mostra que os principais países que avançaram na liberalização de seus mercados optaram pela separação D&C: Reino Unido, Noruega, Chile, Austrália e alguns estados dos EUA. A Europa, que também liberalizou o mercado em maior escala, teve esta separação no início dos anos 2000 na maioria dos países.

Pelo fato de as atividades terem natureza bastante distinta, sua separação permitiria aprimoramentos regulatórios específicos que são fundamentais para acomodar incentivos e riscos intrínsecos a cada uma delas. Estes aprimoramentos tornam-se ainda mais importantes em um contexto de transição energética, com transformações impactando toda a cadeia do setor elétrico e particularmente o segmento de distribuição nos seguintes aspectos:

- disseminação de oferta de energia descentralizada e baseada em fontes renováveis e intermitentes;
- difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos (geração e armazenamento distribuídos, mobilidade elétrica, micro redes, resposta da demanda etc.);
- digitalização crescente das redes (smart grids e smart meters); e
- maior protagonismo do consumidor final.

Foi neste sentido que o MME realizou a Consulta Pública 33 (CP 33), em 2017, na qual foram apontadas inúmeras e necessárias medidas regulatórias com foco na transição para um setor elétrico mais moderno, eficiente, democrático e sustentável. Dentre as propostas constava a separação D&C, colocada como uma das medidas para “correção de incentivos inadequados para migração para o ambiente livre, para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução, inclusive por meio de microgeração distribuída”²⁵. Destaca-se que atualmente esta proposta de separação consta no Projeto de Lei 414.

Destaca-se que esta separação D&C não necessariamente incorrerá em maiores tarifas para os consumidores – pelo contrário, uma vez que os normativos regulatórios poderão ser aprimorados, acomodando as características de cada atividade, a tendência é que haja uma maior eficiência na prestação destes serviços, que poderá ser convertida em modicidade tarifária aos consumidores.

A separação das atividades de distribuição e comercialização pode ocorrer em 3 níveis de profundidade:

1. Mantendo apenas um contrato de concessão (outorgando os serviços à mesma empresa), mas separando contabilmente as atividades;
2. Separando os contratos de concessão e outorgando os serviços a empresas distintas de um mesmo grupo econômico; ou
3. Separando os contratos de concessão e outorgando os serviços a empresas de grupos econômicos distintos.



Figura 4-2 - Níveis de separação entre D&C

²⁵ Texto da “PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES”, referente ao encerramento da CP 33, folha 5.

O texto atual do PL 414 permite que se adote qualquer uma das opções, cabendo analisar a conveniência em cada caso. Entende-se, no entanto, que a separação apenas contábil, apesar de mais simples, não é suficientemente eficiente para uma segregação efetiva das duas atividades, em termos de resultado ou de balanço. A segregação dos resultados econômico-financeiros (destinação dos serviços a empresas distintas) deixaria mais diretas as análises e diagnósticos dos riscos e sustentabilidade das atividades individuais, facilitando o aprimoramento da regulação ou seu aperfeiçoamento. Nesses casos (2 e 3), seria necessário a separação dos contratos de concessão, preservando os direitos e obrigações dos contratos vigentes, mas alterando de forma estrutural as cláusulas econômicas que tratam dos mecanismos de reajuste e revisão tarifária.

Na separação dos serviços de distribuição e comercialização de energia é fundamental definir as atividades que serão alocadas a cada contrato de concessão, respeitando suas naturezas e de tal forma que leve a um menor custo global para o consumidor. Com relação à comercialização de energia, entendemos ser de grande importância definir quem será o encarregado pelo atendimento dos consumidores vulneráveis ou regularizados, dos consumidores que optaram por não migrar para o mercado livre ou aqueles atendidos por comercializadores varejistas em default, por exemplo.

O formulador de políticas públicas deve incluir no desenho de mercado a criação de agente(s) específico(s) para lidar com a comercialização para as categorias supracitadas. A experiência internacional mostra que usualmente recorre-se à figura do **Supridor de Última Instância (SUI)** para realizar este atendimento. A tabela a seguir mostra, em países que expandiram o mercado livre até a baixa tensão, quem são os agentes responsáveis por fazer esse atendimento.

País/Região	Agente	Categoria Atendida
UK (2016)	Supridor licenciado	Ligados a Varejistas em default
Noruega (2013)	Comercializador Regulado	Consumidores inativos, sem contrato (vencimento ou falência do vendedor) ou não aceitos por varejistas
Portugal (2017)	Supridor de Último Recurso	Consumidores vulneráveis, legados por falência do vendedor ou não aceitos por outros varejistas
Texas (2019)	Supridores voluntários ou prestadores de grande porte indicados pelo regulador	Consumidores legados por falência, inativos ou que solicitem o serviço de última instância
Austrália (2015)	Varejistas escolhidos por chamada pública pelo regulador	Consumidores legados por falência de outro varejista ou inativos após a abertura do mercado

Tabela 4-1 – Agentes responsáveis pelo atendimento a diferentes tipos de consumidores em diferentes mercados

Mais um ponto a se destacar a partir da experiência internacional é o fato de que na maioria dos casos, a comercializadora ligada à concessionária de distribuição antes da separação D&C assumiu o papel de Comercializador Regulado e/ou do SUI. Na nossa visão, esta configuração parece ser a mais adequada para o Brasil pelas seguintes razões:

- Alta complexidade socioeconômica, que reduz o número de consumidores ao mercado das comercializadoras;
- Volume relevante de contratos legados que permanecerão na carteira do ACR por muitos anos;
- Aderência às atribuições dos contratos de concessão vigentes, onde a distribuidora verticalizada é responsável pelo atendimento integral do mercado cativo;
- Aproveitamento de expertise das áreas de comercialização das distribuidoras.

Maiores explicações sobre as atividades da distribuidora de energia e do comercializador regulado estão na seção 3.2 do relatório do Produto 5. Lá também são apresentadas questões como a remuneração do comercializador regulado e os mecanismos de mitigação do risco de inadimplência na comercialização regulada.

5 SEPARAÇÃO ENTRE LASTRO E ENERGIA

Até a aprovação da Medida Provisória 998/2020, os custos decorrentes da contratação da confiabilidade de suprimento do sistema eram alocados majoritariamente ao mercado regulado. Isto porque as usinas termoeletricas, capazes de prover serviços como tomada de carga (despacho rápido), eram contratadas exclusivamente por meio de leilões centralizados para comercialização de CCEARs.

Este paradigma foi alterado nesta MP, por meio da qual foi criada a figura do leilão de reserva de capacidade de potência. Neste mecanismo, o poder concedente pode realizar certames para contratação de potência para o sistema, repartindo os custos desta contratação por todos os consumidores (seção 5.1).

A aprovação desta Medida Provisória foi um primeiro passo importante para possibilitar a correção dessa assimetria do modelo comercial que rege o SEB. No entanto, é fundamental continuar avançando na pauta de adequabilidade de suprimento para permitir a expansão sustentável do sistema sem onerar indevidamente os consumidores regulados e assegurar que a nova oferta de geradores que agreguem confiabilidade ao sistema tenha seus custos cobertos por todos os consumidores, independente do ambiente em que sua energia é comercializada.

5.1 Leilão de Reserva de Capacidade

A Lei 14.120/2021 e o Decreto 10.707/2021 regulamentaram a contratação da reserva de capacidade, necessária para atendimento das necessidades do mercado nacional, mediante leilões centralizados. Dentre as diretrizes estabelecidas, ficou estabelecido que o pagamento pela contratação da reserva de capacidade de potência caberia a todos os consumidores do sistema. Essa repartição dos custos da contratação por todos os consumidores reduz o ônus do mercado regulado, com impactos positivos à sustentabilidade do processo de ampliação do mercado livre.

Entendemos, no entanto, que essa nova modalidade de contratação não equivale à separação entre lastro e energia, mas que é um modelo importante para o período de transição enquanto a separação não é implementada em sua integralidade. Em nossa visão, esse modelo ainda pode trazer distorções, como remunerar, por potência, apenas alguns dos equipamentos que pode prover potência (apenas a potência incremental, identificada como necessária, seria contratada e, portanto, remunerada a partir desses leilões) e não deve resultar na expansão ótima do sistema.

Seguindo este modelo, teremos a contratação de geradores especializados em prover potência e em energia (separadamente), quando a solução ótima para o sistema poderia ser uma outra tecnologia que combinasse essas duas dimensões. Além disso, na atual conjuntura, a contratação da potência (necessária) vai trazer junto um montante de energia que não necessariamente é requisitado pelo sistema. Isso pode provocar excesso de oferta de energia e reduzir significativamente os preços praticados no mercado, o que pode ser problemático do ponto de vista da maioria dos geradores (que não serão remunerados pela potência por eles provida).

Destaca-se, por fim, a necessidade da criação de uma metodologia agnóstica em termos de tecnologia de geração capaz de mensurar a contribuição de potência de cada fonte, permitindo assim a participação de outros tipos de usinas (além das UTEs) no provimento deste tipo de serviço ao sistema (potência).

5.2 Separação entre os produtos físico e financeiro dos contratos de energia

O Decreto 5.163/2006, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, estabelece duas regras básicas:

1. Todos os consumidores, regulados ou livres, devem ter suas cargas 100% cobertas por contratos de energia ou geração própria; e
2. Os agentes vendedores deverão apresentar lastro para a venda de energia para garantir 100% de seus contratos. O lastro será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração própria ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia.

A exigência de respaldo físico para os contratos de energia garante a segurança de suprimento física (todo consumo está respaldado por um ativo físico de geração), mas, por outro lado, mistura nos **“contratos de energia” brasileiros dois produtos**: um contrato pelo qual o gerador se compromete a existir e um contrato financeiro simples de compra e venda de energia elétrica. E essa mistura acaba por associar a segurança de suprimento físico com a gestão comercial do suprimento de energia.

Com a separação entre lastro e energia, proposta na CP 33 e incorporada ao PL 414, ainda pendente de aprovação, consegue-se uma série de benefícios:

1. Separar um contrato hoje híbrido (tem características físicas e financeiras) em dois produtos independentes.
 - Esta separação possibilitaria um aumento de liquidez no mercado de contratos *Forward* de energia, uma vez que estes passariam a ser produtos meramente financeiros.
 - Além disto, abre-se a possibilidade de uma revisão de garantia física, especialmente das hidroelétricas, para que elas reflitam de forma mais fidedigna a real contribuição dos ativos para o sistema sem impactos contratuais importantes. Desta forma, entende-se que haveria um ganho importante para o MRE ao reduzir os subsídios cruzados que hoje existem em decorrência das restrições regulatórias para revisão de garantia física.
2. Corrigir a assimetria na alocação dos custos de confiabilidade de suprimento do sistema e permitir um crescimento sustentável do mercado livre.
 - Esta correção torna-se ainda mais importante em um mercado liberalizado, garantindo assim a sustentabilidade dos ambientes de contratação.

3. Possibilitar a desobrigação de contratação dos consumidores – assumindo que a confiabilidade do sistema seria contratada separadamente – e dar flexibilidade na contratação/gestão da energia elétrica e aumentar a liquidez do mercado.
 - A desobrigação corrigiria ainda uma assimetria regulatória hoje existente – o consumidor é obrigado a contratar, mas o gerador não – o que reduziria o poder de mercado dos geradores e, por sua vez, haveria uma tendência de redução nos preços dos contratos.
4. Assegurar a segurança de suprimento do sistema em um ambiente onde as fontes de geração eólica e solar passaram a ser competitivas, correspondendo a uma parcela importante e crescente da oferta de energia em nosso sistema.

Como uma forma de se operacionalizar a separação pode-se pensar em leilões centralizados para contratar as dimensões do lastro²⁶ que fossem calculadas explicitamente (pela EPE, por exemplo), para cada empreendimento, e com um valor único de remuneração estabelecido no leilão de lastro. O pagamento por essa contratação seria feito por todos os consumidores do sistema, independente do seu nível de contratação²⁷.

A figura abaixo ilustra os pagamentos que um gerador receberia a título de lastro, em um ambiente que considere separadamente lastro de energia, lastro de potência e demais atributos.

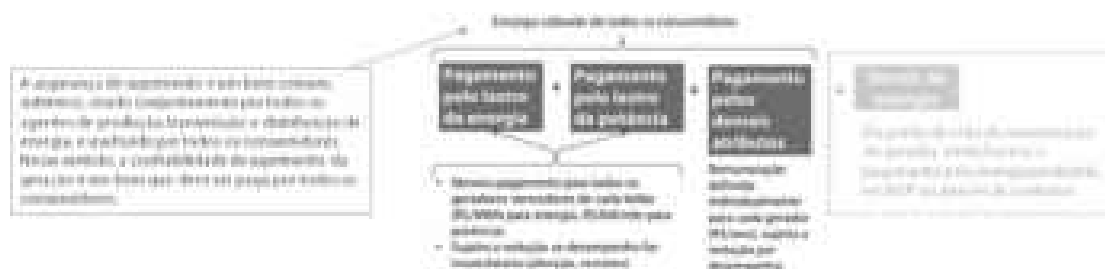


Figura 5-1 – Composição da receita dos geradores com a separação entre lastro e energia

²⁶ Lastro de um parque gerador é a máxima demanda que pode ser atendida com segurança por este parque, dado um critério de segurança de suprimento. Este conceito pode ser estendido às instalações individuais de geração, mas o lastro atribuído a cada gerador só existirá se o gerador existir e tiver um desempenho compatível com o que tenha sido considerado no cálculo desse lastro: o lastro de um gerador é uma decorrência de seu compromisso de existir e de estar disponível dentro de um determinado padrão de desempenho, de tal forma que o conjunto de geradores assegure o atendimento da demanda com um padrão de qualidade considerado aceitável. Associados aos aspectos da segurança de suprimento, pode haver vários tipos de lastro: lastro de energia, lastro de potência, lastro de flexibilidade...

²⁷ A exceção são os autoprodutores de energia, que seriam cobrados via encargo na proporção do seu consumo não autosuprido.

Resta, no entanto, uma definição sobre quais usinas estariam elegíveis a participar nestes leilões e serem remuneradas por lastro. Neste sentido, existe uma grande discussão no setor sobre como equacionar todo o custo da confiabilidade pago atualmente pelo Mercado Cativo e como reconhecer os serviços prestados por geradores que hoje não recebem explicitamente pelo seu lastro. Entende-se, no entanto, que fazer essa contabilização não é trivial, uma vez que os contratos existentes, quando pactuados, não levaram em consideração essa separação de produtos a serem entregues.

Portanto, em respeito aos contratos existentes, entende-se que o mais adequado seria mantê-los em sua forma atual, permitindo a venda de lastro somente para empreendimentos novos ou existentes descontratados. Assim, para estes geradores os novos contratos já seriam separados nas componentes lastro e energia.

6 MUDANÇA NO MODELO DE DESPACHO E FORMAÇÃO DE PREÇO

6.1 Benefício da mudança de modelo de formação de preço

Na regulamentação vigente, a definição de um cronograma de despacho das usinas é realizada utilizando modelos computacionais com técnicas de otimização que, calculando o valor da água de usinas hidrelétricas e comparando com os custos marginais de operação de usinas termelétricas, determinam o valor da energia com base em uma curva de ordem de mérito econômico com vistas a minimizar o custo operativo total. São utilizadas premissas para representar as perspectivas de variáveis aleatórias (demanda, vazão, entre outros) e incorporadas as características técnicas das usinas, questões econômicas como custo do déficit e aversão ao risco para representar a visão do operador sobre o acionamento de recursos considerando as incertezas no momento da decisão.

É natural, portanto, que exista uma divergência entre a visão centralizada do operador e as visões dos agentes. Tais divergências podem levar a custos e compromissos que não refletem, de fato, a visão da sociedade.

Um mecanismo de oferta de preços induz a operação de ativos de geração e o correspondente preço de energia mais alinhados à visão da sociedade.

A implementação de um mecanismo de oferta de preços não é um processo simples. Requer uma série de modificações e redefinições (preocupações com governança, redesenho do papel do operador, mecanismos de mitigação de poder de mercado, criação de reservatórios hidrelétricos virtuais), mas traz benefícios importantes como:

1. Promover uma maior e melhor coleção de informações e dados técnicos dos equipamentos de geração.
2. Aprimoramento na previsão de geração dos parques eólicos e solares, por exemplo.
3. Maior aderência entre o preço e o custo da energia, por exemplo incorporando-se a visão dos agentes quanto ao valor da água em seus reservatórios e sua perspectiva de vazão em nas bacias.
4. Maior assunção de riscos pelos agentes.
5. Maior agilidade na incorporação de mudanças estruturais, como por exemplo nas vazões.

6.2 Propostas para implementação

Os dois modelos mais conhecidos de oferta de preços são o *power exchange*, comumente adotado em mercados europeus e o *power pool*, existente em alguns mercados dos EUA. Apesar do modelo *power exchange* (no qual o operador do sistema possui a responsabilidade de assegurar que os fluxos elétricos físicos resultantes do equilíbrio de mercado são viáveis e respeitam critérios de segurança de suprimento) garantir maior liberdade para a operação do sistema, o *power pool* (no qual o operador é responsável por representar o conjunto de restrições operativas do sistema em um problema de otimização integrado) deveria ser adotado no mercado brasileiro por integrar a visão dos agentes com as restrições físicas do sistema, reduzindo assim os custos totais de operação.

Além disso, no desenho de um mecanismo de oferta de preços, a isonomia entre os agentes é um princípio fundamental a ser seguido de forma a obter maior eficiência, que novos agentes entrem no sistema de forma livre e competitiva e para garantir que os agentes possam ofertar livremente sem que restrições não-físicas afetem a ordem de mérito econômica. Quanto maior a flexibilidade/liberdade nas ofertas maiores as chances de eventuais arbitragens para aumento de lucros.

Num mercado competitivo, essas oportunidades rapidamente desapareceriam, uma vez que os demais agentes adotariam estratégias similares. No entanto, se o número de agentes ofertantes for limitado, não há garantia de que o próprio mercado acabe com essas arbitragens.

As ofertas de pares preço-quantidade são comumente utilizadas em mercados elétricos com oferta de preços. Os pares indicam o montante de energia e correspondente preço de compra ou venda do agente ofertante. Desta forma, os agentes podem apresentar seus custos de produção para determinadas condições operativas, que dependem do montante produzido, da tecnologia utilizada e de prêmios de risco para mitigar suas exposições financeiras.

6.2.1 Quem poderia participar desse mercado

No desenho conceitual do modelo de oferta de preços precisa-se definir também quais agentes devem realizar ofertas para haver isonomia no mercado. Abaixo são apresentados os possíveis agentes que teriam o direito a submeter de ofertas de preço-quantidade.

1. Centrais termelétricas: em grande parte dos mercados em que se aplica o despacho e formação de preços baseado em ofertas dos agentes, a participação termelétrica é majoritária. Neste contexto, este tipo de empreendimento seria responsável por informar os seus custos operativos e o montante total disponível de geração para cada momento do dia.
2. Centrais renováveis não-convencionais: embora estes ativos muitas vezes possuam custo variável unitário igual a zero (e.g. eólicas, solares, biomassa com CVU nulo, entre outras), a permissão para que estes agentes declarem preços diferentes de zero garante a incorporação de custos não considerados pelos modelos computacionais, supondo, por exemplo, uma eólica com O&M variável de 2 R\$/MWh. Destacamos que ao permitir que esses agentes façam ofertas de preço diferente de zero, é preciso um monitoramento contínuo de mercado para evitar manipulações de resultados.
3. Pequenas hidrelétricas fora do MRE²⁸: os agentes hidrelétricos, à exceção daqueles participantes do MRE, poderão fazer ofertas de preço-quantidade com base em perspectivas para a energia armazenada no futuro, se conseguirem transferir energia entre etapas mensais/semanais, considerando ainda a expectativa de preços para as horas do dia. Assim, os agentes poderão estimar o valor da água em seus reservatórios, quando aplicável, e ofertar este valor no mercado de energia.

²⁸ As hidroelétricas participantes do MRE teriam um tratamento diferenciado, tratado na Seção 6.2.2.

4. Outras tecnologias (e.g. baterias): Outros ativos físicos que influenciam de alguma forma a programação de despacho devido a injeções ou retiradas de potência/energia no/do sistema devem exprimir seus custos e preferências por meio de ofertas preço-quantidade. A eficiência do desenho dos mecanismos está muito relacionada, conforme explicitado anteriormente, à exiguidade de barreiras para a participação de novos agentes e novas tecnologias.
5. Consumidores (Livres, Distribuidoras e Comercializadores Varejistas): representar a preferência dos consumidores frente aos preços da energia é uma alternativa, que vem sendo adotada em diversos países, para garantir maior flexibilidade aos operadores do sistema tanto pelo lado da oferta, como pelo lado da demanda.

6.2.2 Reservatórios virtuais

Em uma eventual adoção de mecanismo de formação de preços no mercado brasileiro de energia baseado em ofertas de preço-quantidades é essencial avaliar o papel das hidrelétricas neste novo contexto. Neste projeto, utilizamos o conceito de *reservatórios virtuais* para construir um desenho de mercado baseado em ofertas capaz de acomodar as particularidades do sistema hidrotérmico brasileiro. A principal motivação por trás da adoção de um mecanismo deste tipo é garantir a eficiência na coordenação das cascatas. Destacamos que a implementação do mecanismo de reservatórios virtuais no SEB é bastante desafiadora pelo:

- Alto grau de complexidade das cascatas no SEB tanto no que diz respeito ao volume armazenável, potência instalada, quanto na diversidade de proprietários em uma mesma cascata. Essa complexidade implica em elevados custos de transação nas negociações eventuais de acordos bilaterais entre agentes da mesma cascata.
- A existência prévia do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o que significa que ao invés de cada agente hidrelétrico arcar com os custos e benefícios de seus próprios ativos, estes são distribuídos entre muitos agentes. Dado que a implementação de um modelo baseado em ofertas para as hidroelétricas exige robustez no conceito de direitos de propriedade, torna-se imperativo tratar com cuidado esta alocação.

Destaca-se que a elevada participação hidrelétrica na matriz brasileira não seria, por si só, justificativa para a adoção do mecanismo de reservatórios virtuais. Há países, como a Colômbia, Noruega e Nova Zelândia, que têm relevante participação hidrelétrica e não adotam tal mecanismo dentro dos seus modelos baseados em ofertas para a formação de preço. No entanto, os mecanismos implementados nestes países são respaldados por direitos de propriedade²⁹ bem-definidos, uma complexidade das cascatas relativa menor quando comparada com o caso brasileiro, e pelo próprio histórico robusto do mecanismo.

²⁹ Para maiores detalhes sobre a separação dos direitos de propriedade consultar o Relatório 3 em <https://www.energia.com.br/inovacao/inovacao-e-pd/projetos/formacao-de-preco-por-oferta/>

6.2.3 Mecanismo de liquidação dupla

Apesar de o mecanismo adotado para realizar as liquidações financeiras não estar intrinsecamente ligado aos modelos de despacho, este é um elemento de desenho de mercado capaz de gerar incentivos diversos aos agentes, com impactos para a eficiência de mercado. Assim, estudar a interação entre as ofertas dos agentes e o mecanismo de liquidação faz-se necessário na avaliação do modelo a ser adotado.

Atualmente no mercado brasileiro de energia adota-se um mecanismo de liquidação única – pouco usual quando comparado com outros mercados. O preço spot utilizado na liquidação é determinado no dia anterior (*ex-ante*), com base na otimização do despacho utilizando as **previsões** de disponibilidade de recursos de geração e de demanda, enquanto a demanda e a geração efetivamente utilizadas na liquidação é aquela medida em tempo real (*ex-post*). Ou seja, existe um descasamento entre o balanço oferta e demanda medido e o real preço da energia em cada momento do dia.

Quando introduzido um modelo de despacho baseado em ofertas dos agentes, a estratégia de cada agente ao submeter suas ofertas pode ser influenciada pelo desenho deste mecanismo de liquidação. Como exemplo, que incentivo teria um gerador eólico para declarar uma oferta *ex-ante* quando, se não o fizer, outro recurso mais caro pode entrar na formação de preço e remunerar sua geração a um preço *spot* mais alto, em tempo real? Além de onerar o consumidor, essa estratégia tira a credibilidade da programação da operação feita pelo operador para o dia seguinte deixaria de ser crível e pode impactar no despacho físico efetivamente realizado.

Dentre as alternativas à liquidação única destacamos duas:

1. A liquidação única com preços determinados em tempo real
2. A liquidação dupla.

A liquidação única com preços determinados em tempo real funciona tal como o modelo de liquidação atual, com a diferença de que os resultados financeiros dos agentes são integralmente determinados *ex-post*. Isto é, após a operação real, o custo marginal naquele período é calculado e cada agente recebe (ou paga) pela quantidade gerada (ou consumida), precificada segundo este valor. Neste caso, a programação do despacho realizada no dia anterior serve apenas como referência, sem que sejam geradas obrigações físicas ou financeiras aos agentes.

Portanto, o mecanismo de liquidação com preços determinados em tempo real além de não fornecer os incentivos necessários para que os agentes desenhem as melhores estratégias possíveis, considerando suas informações privadas, ele ainda os expõe a preços mais voláteis.

No mecanismo de liquidação dupla os agentes podem submeter ofertas de compra ou venda de energia no dia anterior à realização do despacho (mercado de dia seguinte ou *day-ahead*). A partir destas ofertas, o operador do sistema elaborará um programa de operação para o dia seguinte, gerando assim obrigações financeiras vinculantes para os ofertantes. No dia seguinte, após a operação do sistema, as demandas e gerações reais do sistema são medidas no mercado de balanço e os geradores/consumidores são penalizados (ou remunerados) se entregarem um volume de energia menor (maior) do que o informado no dia anterior.

Nenhuma alternativa de desenho estará totalmente livre de exercício de poder de mercado. É possível que mesmo após a implementação de um mecanismo de liquidação dupla existam oportunidades de manipulação de preços no mercado do dia seguinte, principalmente se não forem implementados instrumentos de mitigação de abuso de poder de mercado.

6.2.4 Mecanismos de mitigação de poder de mercado

A implementação de um modelo de despacho a partir de ofertas dos agentes traz consigo a possibilidade do exercício de poder de mercado por parte de agentes ou grupos de agentes que se disponham a utilizar suas ofertas para manipular os preços de mercado. A capacidade destes agentes influenciarem o preço dependerá do nível de demanda do sistema, das características físicas e topológicas do sistema e do nível de concentração de mercado. Neste contexto, é de suma importância que exista um monitoramento específico em relação ao exercício deste poder de mercado por meio de controle e auditoria *ex-post*, realizados periodicamente por uma entidade independente. Tal monitoramento deve fazer parte do mercado desde o início, de forma que se houver algum período de transição ou implementação por ciclos, o monitoramento deve estar incluso logo na primeira fase.

É importante também entender quais mecanismos estariam disponíveis para a mitigação do exercício de poder de mercado além do simples monitoramento e identificação de atitudes suspeitas dos agentes. Além disso, estabelecer multas e penalizações para situações em que se identifique manipulação dos preços de mercado e, como mostra a experiência internacional, é essencial ter um ente monitor de mercado com credibilidade estabelecida perante os agentes do setor. É, portanto, fundamental que haja transparência no mercado tanto em relação a dados (por meio de publicações periódicas de relatórios), quanto em termos de atuação de mitigação (regras claras e com o mínimo de interferência no mercado o possível).

Os mecanismos mais comumente utilizados para a mitigação do exercício de poder de mercado são:

1. A implementação de limites às ofertas dos agentes
2. A realização de testes para identificar a concentração e potencial poder de mercado dos agentes ofertantes³⁰.

Grande parte dos mercados atacadistas de eletricidade impõe algum tipo de limite às ofertas de preço que podem ser submetidas no mercado de curto prazo. Este costuma ser um método eficaz contra o exercício de poder de mercado e precisa ser bem desenhado para não restringir a participação dos agentes e para que eles tenham os incentivos corretos para participar do mercado. Um dos desafios da limitação de preço é que o limite estabelecido não seja menor do que o custo variável de operação dos agentes. Uma forma de contornar esse problema é permitir o pagamento de complementos, caso o gerador comprove que seus custos não foram recuperados.

³⁰ Esse mecanismo foi discutido na Seção 3.2.3 do Relatório 4 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”.

O tratamento dado às hidrelétricas participantes do esquema de reservatório virtual deve ser diferenciado, uma vez que seu custo é definido pelo custo de oportunidade de armazenar água em seus reservatórios (*valor da água*). É fundamental, no entanto, possibilitar uma certa flexibilidade para a oferta do agente, caso contrário permaneceríamos em um modelo de oferta de custos. Essa flexibilidade pode ser tão maior (menor) quanto menor (maior) a importância do agente, medida por meio da sua participação no reservatório virtual. Além disso, as ofertas de reservatório virtual também poderiam estar sujeitas a um limite mínimo de preços, especialmente em situações hidrológicas desfavoráveis³¹. Finalmente, há duas outras práticas que podem ser entendidas como mecanismos de mitigação de poder de mercado: (i) restrição operativa térmicas; e (ii) encargos³².

Quanto ao monitoramento de mercado, um dos primeiros aspectos é a definir o agente que ficará responsável pelo monitoramento. É de suma importância que o monitor de mercado seja uma entidade com independência e liberdade suficiente para apontar qualquer erro ou problema que identifique ao longo do processo de monitoramento. No entanto, quando se avalia a experiência internacional, observa-se pouco consenso com relação à adoção de um monitor interno ou externo.

Um dos principais benefícios do monitor interno é o fácil acesso à informação e aos dados do mercado, devido a sua relação estreita com o operador. Isso facilita e agiliza o monitoramento e evita o custo de transação de se contratar um terceiro. Outro aspecto positivo é a redução do risco de vazamento de informações, mas é comum também que, na prática, haja pressão de outras empresas ou organizações que estão acima em hierarquia para não publicar alguma informação ou crítica.

O monitor externo é independente de qualquer entidade do setor, tem maior liberdade de manifestação e, portanto, sofre menos pressão de outras empresas ou organizações. A adoção de um monitor externo reduz a influência do operador e/ou regulador nos resultados da atividade de monitoramento. Existe o custo de contratação de uma empresa terceirizada, mas não há o gasto de estruturar uma empresa ou departamento para a função de monitoramento. Finalmente, deve-se ter uma política rigorosa para manter a segurança dos dados, mas isso se reflete também em uma maior burocracia e dificuldade em acessar os dados do mercado – o que, por sua vez, torna o processo mais lento e menos dinâmico.

Uma terceira opção, com implementações observadas na experiência internacional, é a existência de dois monitores de mercado, um interno e outro externo. Usualmente o monitor interno fica encarregado pelo monitoramento mais relacionado às atividades diárias de operação e funcionamento do mercado enquanto o monitor externo fica responsável por uma análise mais estrutural, de indicadores e de desempenho do mercado. A combinação une o melhor das duas alternativas, e equilibra a desvantagem de influência e acesso a dados. Por outro lado, traz um custo maior para o sistema.

³¹ Esse mecanismo foi discutido na Seção 3.2.3 do Relatório 6 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”

³² Esses dois mecanismos foram discutidos na Seção 2.2 e no Capítulo 5 do Relatório 6 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”

Pelos pontos destacados acima, o passo inicial seria o de criação de um monitor interno de mercado. Apesar de observarmos na experiência internacional alguns casos em que o monitor está ligado ao regulador ou ao Ministério, o mais natural é que o monitor (especialmente o interno) esteja ligado ao operador. Assim, em princípio, caberia à CCEE a atividade de monitoramento do mercado, cujas principais análises e achados devem ser divulgados através de relatórios periódicos, aos quais todos os agentes do mercado devem ter acesso. Essa é uma prática extremamente comum, adotada em todos os mercados analisados na experiência internacional.

Finalmente, um aspecto de suma importância é garantir ao monitor de mercado vias de penalização para as atividades em que julgar que houve manipulação do mercado ou desrespeito a alguma regra. Essa via pode ser tanto dar direto ao monitor poder sancionador, pode ser simplesmente divulgar a informação e permitir que outra entidade penalize de fato (como o regulador ou o operador), ou ainda garantir a possibilidade de abrir um processo ou uma investigação oficial (que possa resultar em penalização). Os tipos de penalização podem variar (multa, sobrescrever a oferta, descarte da oferta, afastamento temporário do mercado, entre outros) e o poder sancionador do monitor pode ser restrito também a alguns níveis de punição. É essencial garantir, no entanto, que as penalidades associadas a qualquer violação das regras do mercado sejam superiores aos danos causados ao mercado e aos benefícios que o participante recebe ao violar essa regra do mercado. Em outras palavras, a regra de penalização deve dar o incentivo correto aos agentes, que é sinalizar que obedecer às regras do mercado é o que maximiza seu lucro unilateral.

Bolsas de energia

Atualmente o Mercado Livre brasileiro ainda é um mercado de balcão, no qual as transações usualmente envolvem contratos Forward, negociados bilateralmente entre os agentes. Existem algumas plataformas no mercado, como a da BBCE, nas quais é possível realizar este tipo de negociação de uma forma mais simplificada. Mais recentemente, a própria BBCE criou uma outra plataforma para negociação de derivativos de energia. No entanto, os preços e volumes negociados por cada agente não são divulgados publicamente.

Assim, entendemos que um mecanismo que certamente poderia auxiliar na mitigação do abuso de poder de mercado seria a criação de uma bolsa de energia. Dentro deste ambiente, os agentes seriam capazes de negociar contratos de energia criando assim uma referência crível a respeito dos preços praticados no mercado, da mesma forma como acontece com outras commodities atualmente.

Um efeito positivo que decorre desta maior transparência nos preços é o aumento da liquidez e a criação de novos produtos associados ao mercado de energia. Apesar dos derivativos negociados atualmente na plataforma da BBCE, seria fundamental o desenvolvimento de outros tipos de contratos para que o mercado consiga atingir uma maturidade tal que os agentes consigam compor portfólios sofisticados fornecendo assim um *hedge* adequado contra a volatilidade de preço.

A depender do desenho desta bolsa de energia, é possível que seja instituída uma contraparte central e regras para chamada de margem que contribuam no sentido de aumentar a segurança de mercado. Neste ponto cabe destacar a importante iniciativa da CCEE e da Aneel em abrir as Consultas Públicas nº 10/2022 e 11/2022 para debater junto aos agentes do setor e sociedade medidas de aprimoramento do processo de salvaguardas financeiras no mercado de curto prazo e no processo de monitoramento do mercado de energia elétrica.

6.2.5 Simulação do mecanismo de oferta de preços

A partir do desenho conceitual do mecanismo de oferta de preços a PSR realizou simulações com o objetivo de comparar os resultados de um desenho de mercado em que os preços resultam de um mecanismo de ofertas dos agentes com o desenho atual, com preços iguais a custos marginais de um modelo que minimiza o custo de operação do sistema.

A metodologia para emular o equilíbrio de mercado é essencialmente iterativa: (i) calcula-se um problema de maximização de lucro para cada agente participante do mercado³³; e (ii) recalculam-se os preços de equilíbrio do sistema através de um problema de *market clearing* (fechamento de mercado), que agrega as estratégias de oferta de todos os agentes individuais. Esse procedimento é então repetido em cada iteração *k* de processo de busca das condições de equilíbrio de Nash, até atingir o critério de convergência, quando encontra-se um conjunto de preços que não incentivaria nenhum dos agentes a mudar de estratégia.

A seguir mostraremos um apanho dos principais resultados encontrados nesse exercício. A metodologia e as premissas utilizadas foram expostas em detalhes no Capítulo 5 do Relatório 5 deste projeto. Para fins de notação, a simulação do despacho centralizado por custos auditados será referido como “*MinCost*”, enquanto a simulação do despacho centralizado por oferta de preços será referido como “*OfPreco*”.

Custo operativo

O custo operativo (CO) é calculado como a soma do custo operativo térmico, do custo de déficit e das penalidades. A Figura 6-1 apresenta a evolução deste resultado em cada ano do horizonte de análise. É possível notar que o CO do caso “*MinCost*” é mais elevado na maior parte dos anos analisados quando comparado com o caso “*OfPreco*”. Em termos médios, o caso “*MinCost*” tem custo operativo de R\$ 19,6 bilhões/ano, enquanto o CO do caso “*OfPreco*” é R\$ 17,9 /ano – cerca de 1,7 bilhões/ano de diferença entre os dois casos, o que poderia representar uma redução de aproximadamente 1% por ano no custo final de energia dos consumidores.

³³ Este problema é detalhado na Seção 2.3.4 do Relatório 11 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”.

A justificativa para tal discrepância está principalmente na incorporação das mudanças do regime hidrológico (discutidas no Relatório 3 e 4) na oferta dos agentes no caso “OfPreco”. Isto é, diferentemente do caso “MinCost” em que o operador é míope a estas mudanças no momento do cálculo da política operativa, no caso “OfPreco” este novo paradigma do regime hidrológico já estaria incorporado na oferta dos agentes, possibilitando, portanto, uma operação antecipativa, reduzindo assim sobrecustos na operação real. Além disso, no caso “OfPreco” a participação da demanda na redução de consumo nos momentos críticos para o sistema, cobrando por isso um valor muito inferior ao Custo de Déficit, ajuda na redução do custo operativo total, tornando a operação menos custosa para o sistema.

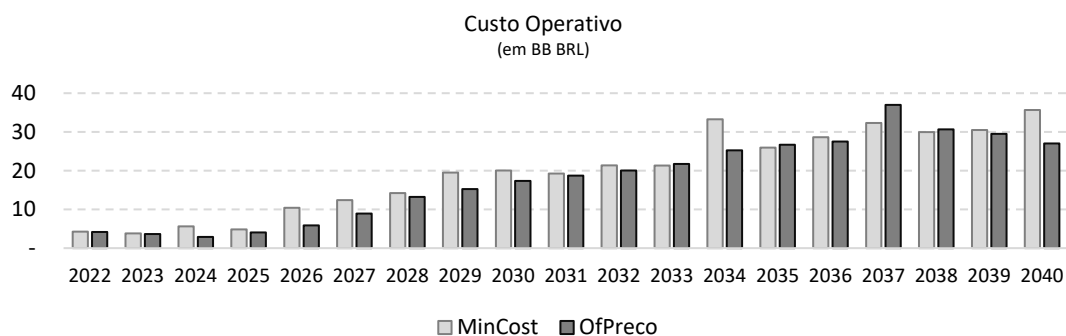


Figura 6-1 – Comparativo entre os custos operativos nos casos “MinCost” e “OfPreco”

Energia Armazenada

Outro efeito decorrente da incorporação desta nova realidade quanto a disponibilidade de recursos na construção das ofertas dos agentes é o aumento nos níveis dos reservatórios – energia armazenada. O gráfico apresentado na Figura 6-2 ilustra bem esta situação. É possível notar que ao possibilitar aos agentes a alternativa de declarar seus bids de geração, nota-se uma tendência dos geradores hidrelétricos optarem por uma menor oferta na quantidade de geração – em comparação ao caso *MinCost* – justamente por terem melhor informação sobre a disponibilidade de recurso hídrico em seus reservatórios. Por outro lado, como o despacho por mínimo custo é míope quanto a esta informação no momento da construção da política de operação, na operação real, ao se verificar que há menos água do que se planejava, a capacidade de armazenamento é reduzida.

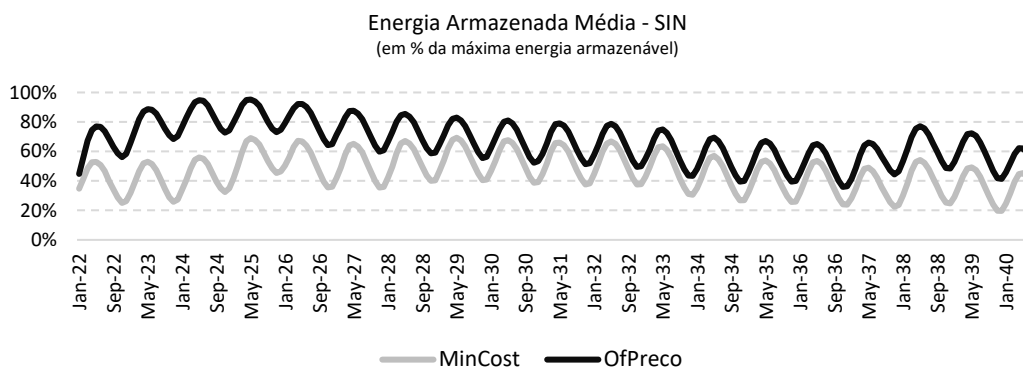


Figura 6-2 – Comparativo entre a energia armazenada no SIN nos casos “MinCost” e “OfPreco”

Este comportamento é observado não somente nos valores médios, mas também na dispersão dos resultados. A Figura 6-4 mostra que mesmo em cenários hidrológicos mais severos, a simulação “OfPreco” consegue manter o nível dos reservatórios em patamares próximos a 20%. Já no caso “MinCost” os reservatórios do Sudeste chegam, nos piores cenário, a um nível armazenado abaixo dos 5%, o que certamente traria preocupação ao operador e consequências financeiras ao sistema.

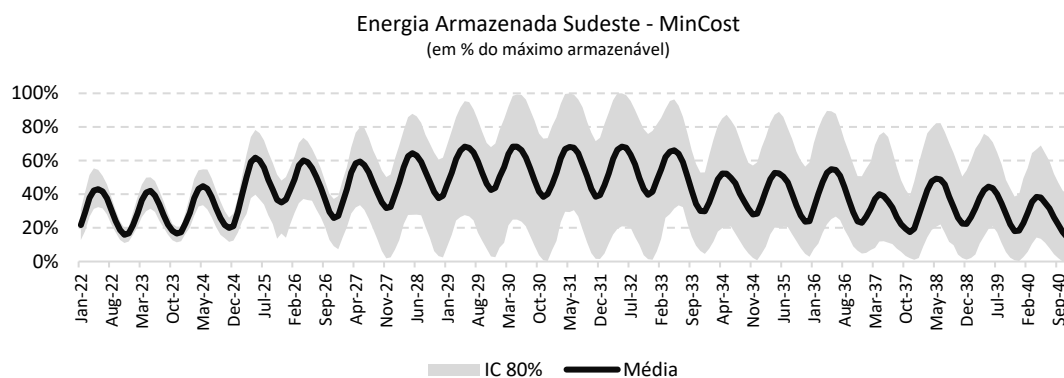


Figura 6-3 – Energia armazenada no Sudeste para o caso “MinCost”

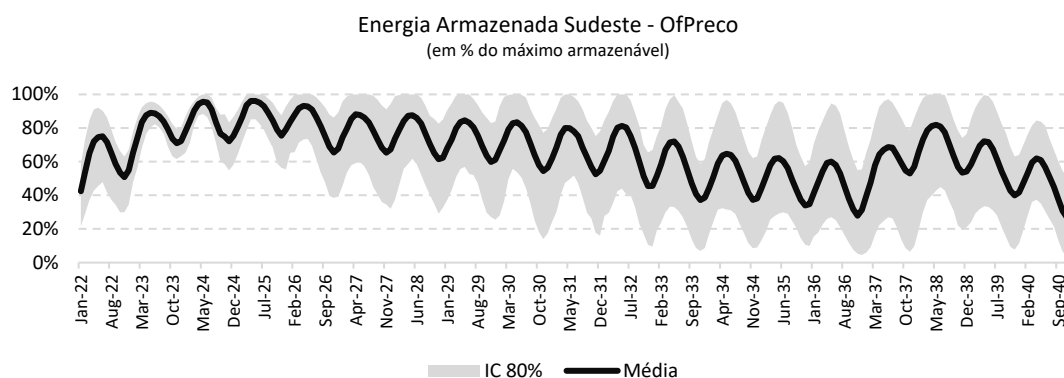


Figura 6-4 – Energia armazenada no Sudeste para o Caso “OfPreco”

Risco de déficit

A operação com níveis mais altos nos reservatórios tende a ser mais segura, reduzindo assim o risco de déficit para o sistema. Este efeito é ilustrado no gráfico apresentado na Figura 6-5. É possível notar que apesar de baixo, o risco de déficit para o Sudeste no caso “MinCost” existe, o que não é observado no caso “OfPreco”.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

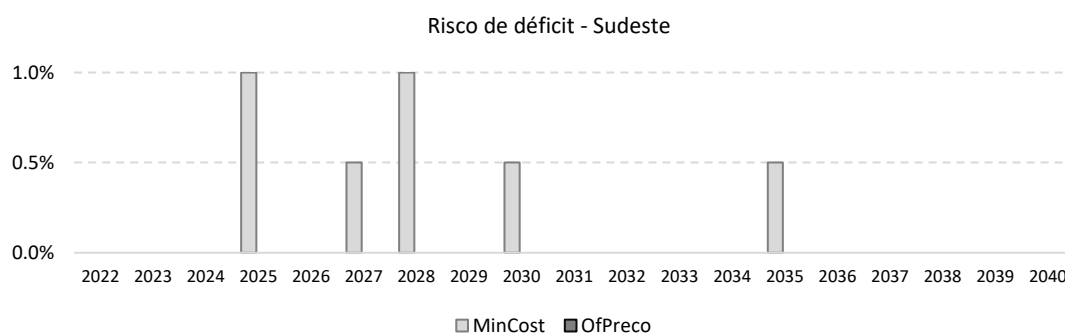


Figura 6-5 – Comparativo do risco de déficit entre os casos “MinCost” e “OfPreco”

Preço spot

Por fim são comparados os preços spot resultantes dos dois casos, ilustrados na Figura 6-6. Nota-se que, em média, o PLD obtido na simulação do caso “OfPreco” é levemente superior ao “MinCost”. Novamente este comportamento pode ser justificado pela incorporação dos agentes da aversão ao risco da falta de insumo para produção de energia (afluências reduzidas) nas suas ofertas, o que leva até a uma dispersão menor no resultado, conforme mostrado na Figura 6-7 e na Figura 6-8.

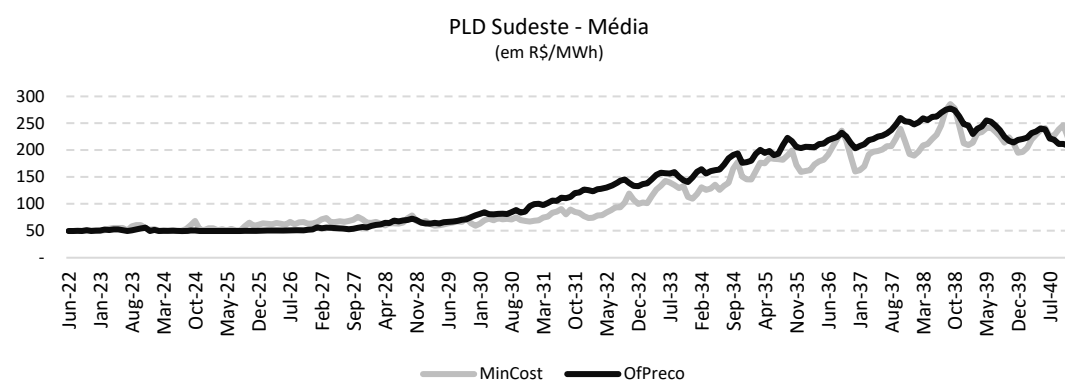


Figura 6-6 – Comparativo entre o PLD dos casos “MinCost” e “OfPreco”

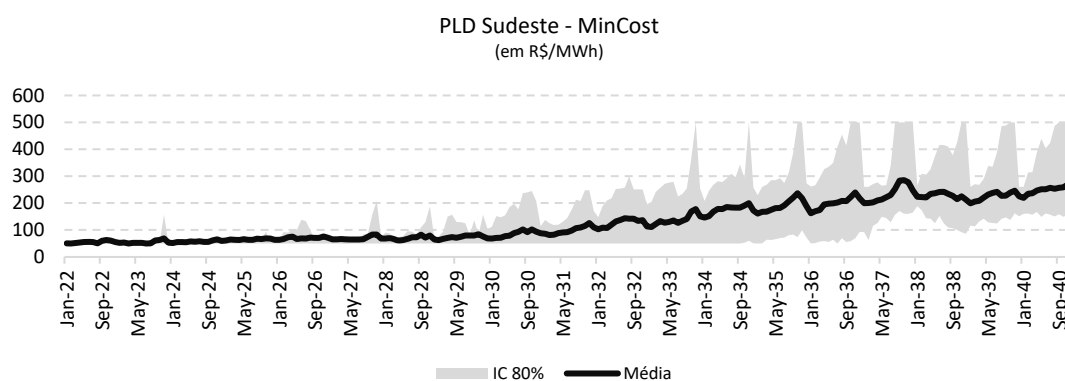


Figura 6-7 – Dispersão da projeção do PLD Sudeste no caso “MinCost”

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

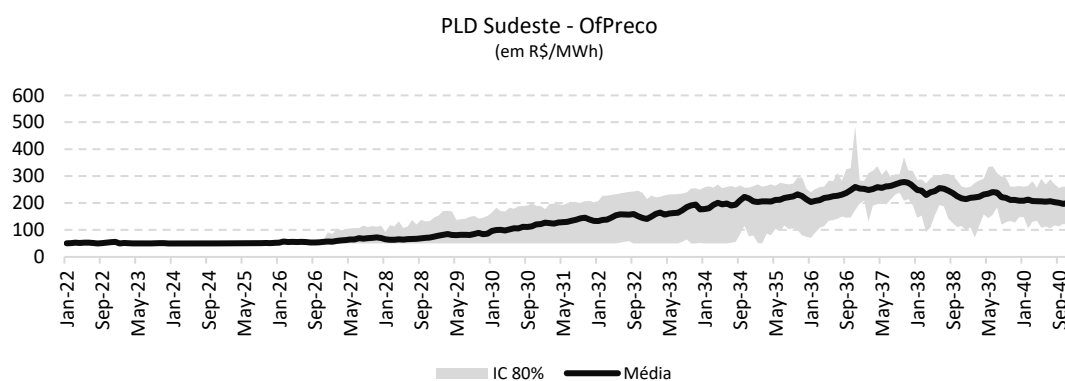


Figura 6-8 – Dispersão da projeção do PLD Sudeste no caso “OfPreco”

No entanto, esse PLD médio mais alto da simulação do caso “OfPreco” não necessariamente significa aumento de custos para o consumidor – como já observado na comparação entre os custos operativos totais. Isto porque os limites regulatórios aplicados aos custos marginais de operação podem mascarar o real custo de geração para o sistema. Este efeito é verificado nesta simulação e ilustrado na Figura 6-9. É possível notar que o CMO médio do caso “Min-Cost” é superior ao do “OfPreco”. Assim, o volume financeiro não recuperado via mercado de energia será alocado em encargos setoriais, como o ESS, mantendo uma distorção indesejada.

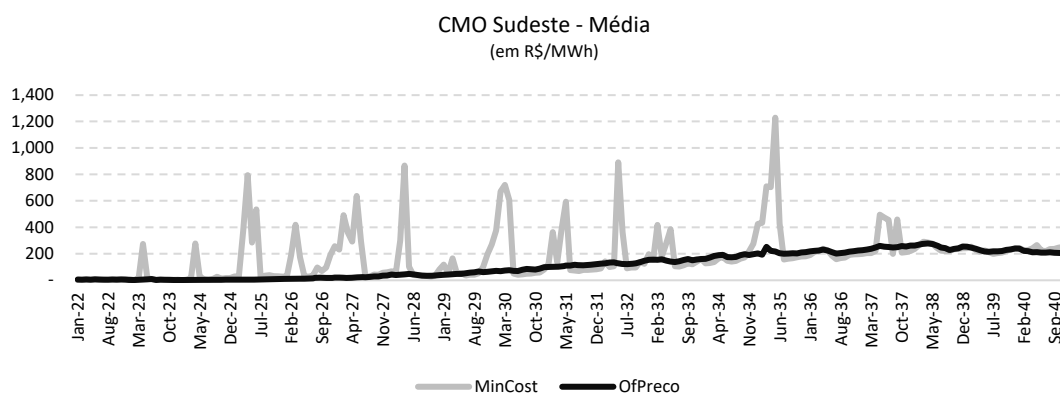


Figura 6-9 – Comparativo do CMO médio para o Sudeste nos casos “MinCost” e “OfPreco”

A partir dos resultados apresentados, pode-se concluir que a transferência da responsabilidade sobre as ofertas de quantidade e preço de geração para os geradores e consumidores pode ter ganhos importantes para o sistema, dentre eles destacam-se o aumento no nível dos reservatórios, a melhor representação no preço da energia do verdadeiro custo da energia – e consequentemente a redução nos encargos setoriais – e a redução no risco de déficit.

7 CONCLUSÃO

Medidas da Lei 14.182 e seus impactos nos agentes

É indiscutível que o texto original da Medida Provisória 1.031 trazia importantes medidas para aumentar a competitividade da Eletrobrás frente a um mercado cada vez mais moderno e ágil. Além disso, ela beneficiava em certa medida o consumidor regulado ao mudar o regime de exploração das usinas hidroelétricas da Eletrobrás permitindo assim que houvesse uma ‘desotimização’ e conseqüentemente, uma redução da exposição dos consumidores ao risco hidrológico que essa forma de contratação possui. No entanto, após a tramitação na Câmara e no Senado Federal, uma série de novas medidas foram aprovadas e sancionadas posteriormente na Lei 14.182/2021. Dentre elas, duas possuem impactos diretos no futuro da matriz energética brasileira.

A primeira é a reserva de mercado que foi criada para as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) ao ser garantido a contratação de 50% da demanda do leilão regulado por meio desta fonte. A princípio essa medida não traz necessariamente prejuízos ao consumidor, no entanto, ela gera uma assimetria entre as fontes o que pode levar a um desequilíbrio e uma ‘desotimização’ da expansão da matriz.

A segunda é a obrigatoriedade da contratação de 8 GW de usinas termoeletricas movidas a gás natural com inflexibilidade operativa mínima de 70%, com localização (em sua maioria locais sem suprimento de gás) e data de COD definidas na mesma lei. Essa medida, além de gerar um desequilíbrio importante no balanço entre oferta e demanda, conforme apresentado neste estudo, tem o potencial de impactar diretamente diferentes agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

Em uma avaliação mais direta, o consumidor é possivelmente o agente mais impactado, uma vez que será responsável por arcar com essa contratação mandatória, e até o momento sem justificativa técnica, por meio dos já elevados encargos setoriais. As simulações realizadas para os dois cenários apresentados apontam um impacto médio de 40 a 50 R\$/MWh, se considerarmos a contratação destas térmicas ao preço teto estabelecido em lei. No entanto, muitos agentes argumentam que o preço estabelecido seria insuficiente para cobrir todos os custos operativos e de investimento, especialmente no que diz respeito à construção de gasodutos até estes locais sem suprimento de gás atualmente. Assim, tem sido realizado um trabalho no âmbito legislativo para incluir a cobertura deste custo de investimento em outros encargos setoriais, como a CDE por exemplo, para garantir a viabilidade dessa contratação. Portanto, os valores estimados neste trabalho podem ser interpretados como um valor inferior do possível impacto desta contratação.

Em uma avaliação um pouco mais aprofundada, pode-se concluir que essa medida tem potencial impacto nos geradores e até nas distribuidoras. As perspectivas de redução do PLD para valores abaixo de 100 R\$/MWh por uma longa janela de tempo pode levar a uma redução significativa na margem dos agentes que hoje já negociam contratos no mercado livre e até dificultar (ou desincentivar) a entrada de novos agentes no mercado de geração. Neste cenário, entende-se que a tendência é haver um descolamento entre o PLD e os preços praticados nos contratos bilaterais, respaldado na questão da obrigatoriedade da contratação por parte da demanda (assimetria de mercado), como observado nos cenários simulados e apresentados neste relatório.

Assim, apesar dos preços spot estarem muito pressionados pela alta inflexibilidade operativa adicionada ao sistema, os consumidores não conseguiriam acessar tais níveis por questões regulatórias e de mercado, reduzindo assim os possíveis ganhos, em termos de custo de energia, que a contratação dessas térmicas poderiam ter. Por outro lado, os geradores observariam uma importante redução no nível de preços, principalmente em comparação aos valores praticados atualmente.

Por mais que os consumidores não consigam capturar todo o benefício da redução do PLD, a migração para o Mercado Livre se tornaria ainda mais vantajosa. Conjugando essa perspectiva com uma possível abertura do mercado livre, as distribuidoras seriam também, de certa forma, prejudicadas pela contratação dessas térmicas, ao terem seus níveis de contratação aumentados, em decorrência de uma possível migração em massa. Isso implicaria na necessidade de ter um fluxo de caixa mais volátil, uma vez que elas são as responsáveis por arcar com os custos da liquidação no mercado de curto prazo até o próximo processo tarifário. Por fim, os custos decorrentes dessa sobrecontratação involuntária recairiam novamente sobre o consumidor cativo, dado que a distribuidora possui a prerrogativa de repasse sobre este tipo de sobrecontratação.

Cabe destacar que a contratação dessas UTEs possui ainda um impacto direto nas usinas hidrelétricas, especialmente aquelas que compõem o MRE. Esse impacto se dá na medida em que a adição de mais oferta inflexível no sistema tende a reduzir ainda mais a demanda líquida a ser atendida por meio do despacho do parque hidrotérmico. Portanto, por mais cheio que estejam os reservatórios, a tendência é que as UHEs não tenham demanda para atender, o que reduziria o valor projetado do GSF, conforme demonstrado nos resultados apresentados. Novamente, aqui há um efeito cascata na medida em que alguns contratos do ACR permitem o repasse deste risco hidrológico para o consumidor cativo, pressionando assim as tarifas.

Por fim, a entrada em operação de UTEs com tamanha inflexibilidade operativa dificulta ainda mais o atingimento de metas climáticas – especialmente na redução das emissões de gases do efeito estufa – com as quais o Brasil vem se comprometendo nos últimos anos.

Encargos de Lastro de Potência e Energia

Muitos países passam por uma mudança em suas matrizes elétricas, buscando aumentar a participação de fontes renováveis para cumprir com compromissos climáticos assumidos no âmbito do Acordo de Paris. O Brasil, segue essa tendência de aumento na participação de fontes renováveis, porém com outra motivação. Nos últimos anos, tem-se observado um importante avanço no desenvolvimento de parques eólicos e solares, impulsionado pela busca da redução de custos pelo consumidor final.

No entanto, apesar de possuir muitas externalidades positivas, essas duas fontes possuem baixo grau de despachabilidade, atributo fundamental para garantir alguns critérios de suprimento importantes. Assim, o planejamento da expansão deve levar em consideração este e outros aspectos para garantir um sistema eletroenergético robusto, o que pode envolver a contratação de outros recursos como por exemplo usinas a gás natural ou sistemas de armazenamento.

Para que seja viável a execução deste plano de expansão, é papel do regulador criar mecanismos que viabilizem esta contratação, sem perder de vista a questão da modicidade tarifária. Até hoje, a contratação das fontes que mais aportam potência firme ao sistema (termelétricas) se deu majoritariamente por meio de leilões regulados, cujos custos são suportados pelos consumidores regulados.

No entanto, em 2020, foi editada a Medida Provisória 998 que criou a figura regulatória do Leilão de Reserva de Capacidade. O intuito deste leilão é contratar usinas para suprir a necessidade de potência do sistema, com correspondente custo desta contratação repartido entre todos os consumidores. Esta medida é muito importante na medida em que reparte de forma mais igualitária os custos que até este momento estavam, em sua maioria, alocados somente aos consumidores do ACR.

Ainda no âmbito do Leilão de Reserva de Capacidade resta a discussão sobre quais seriam as fontes elegíveis a participar deste tipo de certame. Ao final do ano de 2021, foi realizado o primeiro leilão deste tipo, no qual poderão participar somente usinas termelétricas flexíveis ou de máxima inflexibilidade de 30%. No entanto, cabe ressaltar que energeticamente todas as fontes contribuem, em diferentes proporções, com potência para o sistema e que, portanto, haveria neste caso falta de isonomia entre as fontes e existem algumas alternativas que podem ser até mais competitivas, como a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas. Por isso é fundamental avaliar uma forma de remuneração das demais fontes pela prestação destes serviços, sem perder de vista os impactos que isto pode ter no custo final para o consumidor.

Um tema que tem sido debatido na maioria dos fóruns do setor elétrico atualmente é: ainda é preciso separar lastro e energia ou podemos parar a modernização na MP 998? A resposta, de acordo com as simulações, é: apesar da MP 998 ter sido um importante avanço na modernização do setor, devemos avançar e criar sim um mecanismo para assegurar a remuneração dos ativos de forma a atingirmos os critérios de adequabilidade de suprimento em termos de energia.

Esta separação traria, a princípio, dois benefícios para o setor: (i) garantir a existência de um mecanismo de adequabilidade de suprimento com custos repartidos de forma equânime entre os consumidores; (ii) desvincular o mundo físico do comercial, atualmente praticado nos contratos negociados. Este segundo ponto traz consigo uma série de desdobramentos positivos para o setor, como o avanço no mercado de contratos, com aumento de liquidez, criação de novos produtos para hedge, etc.. Adicionalmente permitiria retirar a obrigação de contratação por parte da demanda, reduzindo assim a assimetria hoje existente entre os agentes.

Um benefício potencial em tese mais localizado, mas com impactos em todo o setor, seria a possibilidade de aprimoramento da eficiência alocativa dentro do MRE. Atualmente, a garantia física além de lastrear os contratos de energia, ela também é utilizada para determinar as cotas de participação no MRE. Portanto, a revisão da garantia física além de ter impactos na alocação da geração hidroelétrica dentro do MRE, possui impactos comerciais para os agentes – eventualmente uma revisão demasiadamente grande poderia expor os geradores ao mercado spot por falta de lastro. Assim, após a separação entre lastro e energia, seria possível revisar a garantia física dos geradores – garantindo maior aderência a realidade – e, portanto, aumentar a eficiência alocativa dentro do MRE, com impactos comerciais majorados em relação ao status quo da regulação.

Por fim, destaca-se, com base nas simulações, que quando a expansão do sistema se dá de forma otimizada, os custos restantes a serem cobertos por este mecanismo são relativamente baixos, ou seja, um plano bem ajustado seria capaz de garantir os critérios de suprimento sem imputar custos demasiadamente grandes ao consumidor.

Abertura do Mercado Livre

Um tema muito importante na discussão de modernização do setor elétrico é a abertura do Mercado Livre. Hoje, apenas os consumidores conectados em alta e média tensão com demanda contratada superior a 0,5 MW podem contratar energia diretamente com geradores e comercializadoras no ambiente de contratação livre. No entanto, desde 2015 tem-se debatido, no âmbito do Projeto de Lei 1.917, a abertura do Mercado Livre para consumidores com demanda inferior a 0,5 MW e para aqueles conectados a baixa tensão. Mais recentemente, com a edição do PL 414 esse tema voltou a ser debatido nos fóruns do setor e tem ganhado cada vez mais força.

Desta forma, faz-se necessário avaliar como se daria essa abertura para que sejam evitados alguns efeitos colaterais. Um dos problemas a ser equacionado diz respeito aos contratos legados das distribuidoras. Conforme apresentado, hoje as distribuidoras têm em seu portfólio um volume de contratos suficiente para atender boa parte da sua demanda até 2030. Uma abertura descoordenada e sem equacionar como o custo de contratação legada será arcado pode levar a uma situação em que o diferencial tarifário entre os dois mercados, regulado e livre, se torne insustentável ('espiral da morte').

Neste sentido, uma proposta que consta do Projeto de Lei 414 é a criação de um encargo que seria responsável por arcar com os custos de uma eventual sobrecontratação das distribuidoras em decorrência da migração de consumidores para o ambiente de contratação livre.

Como mostram os resultados, a criação desse encargo é fundamental para que os custos da sobrecontratação não sejam concentrados nos consumidores residuais do mercado cativo. As estimativas apontam que caso esse custo *não seja rateado entre todos os consumidores*, poderia haver um *aumento médio de 37 R\$/MWh no Cenário Transformador*³⁴. Por outro lado, se houver um *rateio entre todos os consumidores*, o valor deste *encargo passaria para 10 R\$/MWh no Cenário Transformador*.

Além da criação do encargo, faz-se necessário debater o cronograma desta abertura. As propostas iniciais sugerem que essa abertura deveria se dar de forma integral já a partir de 2024. No entanto, os resultados das simulações mostram que caso essa abertura seja feita dessa forma, além de encargos maiores neste curto prazo, haveria um problema importante no que diz respeito à sobrecontratação das distribuidoras. Por outro lado, este efeito não é observado nos resultados das simulações realizadas considerando uma abertura gradual para a baixa tensão se iniciando a partir de 2026. Estimou-se que este *faseamento seria capaz de reduzir o Encargo de Sobrecontratação em 6 R\$/MWh no Cenário Transformador*, além da redução nos níveis de contratação no curto prazo.

É preciso debater de forma mais aprofundada os possíveis impactos decorrentes de uma abertura de mercado para se construir um caminho sustentável até a completa liberalização do setor elétrico brasileiro, que indiscutivelmente é o futuro do setor.

Esse debate passa também pela definição das atribuições da distribuidora neste novo contexto. Entendemos que a separação entre as atividades de comercialização e distribuição (separação D&C) é de suma importância para o desenho de mecanismos regulatórios mais eficientes e que garantam o equilíbrio econômico-financeiro das duas atividades. Além disso, deve-se discutir ainda o papel do comercializador varejista e do supridor de última instância, figuras regulatórias adotadas em outros países, cujo papel se mostrou crucial em um contexto de abertura de mercado e deve ser mais ainda no mercado brasileiro ao considerarmos a realidade socioeconômica do país.

Oferta de Preços de Energia

A mudança no modelo de despacho e formação de preço vem sendo muito debatida, especialmente nos últimos anos em que se vivenciou uma condição hidrológica muito desfavorável e um descolamento entre o custo da energia e os preços de energia. No entanto, neste debate é importante a definição do objetivo final.

Caso a sociedade decida que o objetivo final é apenas melhorar o acoplamento entre o custo da energia e os preços de energia, existem mecanismos possível para aprimorar a formação de preço por meio da minimização de custos, como por exemplo: a implementação de um mecanismo de liquidações duplas, discutido no Relatório 5 deste projeto; o aprimoramento da representação dos ativos de geração – individualização de usinas hidroelétricas, estocasticidade nos cenários de vento e irradiação, entre outros; e rediscussão dos métodos de representação de aversão ao risco sistêmico.

³⁴ Caso em que a abertura do mercado livre se daria de forma integral já a partir de 2024.

No entanto, apesar de grande parte destas melhorias já serem possíveis metodologicamente, existe, por uma questão regulatória – há de se destacar, necessária neste modelo de formação de preços – uma inércia para que sejam incorporadas tais mudanças. Este, por si só, já é uma grande vantagem do modelo de oferta de preços, uma vez que os agentes por se tornarem responsáveis por incorporar estes aprimoramentos em suas ofertas, garantem maior agilidade a este processo. Além disto, com esta responsabilização dos agentes, torna-se possível a melhor representação nos preços do real nível de aversão ao risco dos diferentes entes da sociedade, desde geradores até consumidores.

Estes benefícios foram quantificados neste trabalho por meio de simulações que apontaram uma redução nos custos operativos totais, uma elevação do nível dos reservatórios e uma melhor representação do custo da energia no preço da energia – o que leva a uma redução dos encargos setoriais.

Entretanto, deve-se destacar que a mudança no modelo de despacho e de formação de preço traz consigo alguns desafios e oportunidades. Dentre os desafios, destacamos a preocupação com a questão do exercício de abuso de poder de mercado. Este tema torna-se ainda mais importante em mercados como o brasileiro, onde temos uma grande concentração de ativos de geração com capacidade de armazenamento – basicamente hidroelétricas – em um único grupo econômico – a Eletrobras. Esta preocupação torna-se ainda mais relevante no contexto da capitalização da Eletrobras, uma vez que a pulverização das ações da empresa entre outros grupos econômicos pode influenciar na definição de estratégias de ofertas visando a maximização do lucro da companhia a partir de movimentos não naturais de mercado. No entanto, existem diversos mecanismos de monitoramento de mercado, amplamente discutidos no Relatório 5 deste projeto, que podem coibir este tipo de comportamento estratégico, minimizando assim esta que pode ser apontada como um dos principais desafios na implementação deste modelo de despacho e formação de preço.

Por outro lado, boas oportunidades para aprimoramentos setoriais podem ser aproveitadas no contexto desta mudança no modelo de formação de preços. Uma delas seria a adoção do mecanismo de reservatório equivalente, amplamente discutido no Relatório 5 deste projeto, no contexto da manutenção do MRE. A possibilidade de fazer *bids* dentro deste mecanismo virtual traria maior eficiência alocativa dentro do MRE e expressaria, de forma mais clara e objetiva, a real valorização da água parte dos agentes.

Projeto de Lei 414/2021

Por fim, destacamos que grande parte dos pontos apresentados neste relatório como sendo o *roadmap* para um setor mais moderno e ágil já estão contemplados no Projeto de Lei 414, que atualmente tramita na Câmara dos Deputados. Neste sentido, o projeto apresentado nos parece equilibrado e alinhado aos objetivos desejados no contexto da modernização do SEB. Naturalmente, alguns itens carecem de maior detalhamento, como a forma de implementação do despacho por oferta de preços, por exemplo, e devem ainda ser debatido e regulamentado via decretos e outras medidas infralegais. Portanto, o presente relatório, juntamente ao Relatório 4 e ao Relatório 5 deste projeto, servem de base para subsidiar as discussões que certamente sucederam a aprovação do novo marco legal do Setor Elétrico Brasileiro.

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

BAU – *Business as Usual*

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CAPEX – *Capital Expenditure*: custo de investimento

CCC – Conta de Consumo de Combustível: encargo do setor elétrico brasileiro utilizado para subsidiar custos de geração dos Sistemas Isolados.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCGF - Contratos de Cotas de Garantia Física

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

Certificado: Produto demandado em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro de capacidade, suficiência de garantia física, quotas de renováveis e metas de CO₂).

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Contrato de eletricidade: Contrato específico para a commodity eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

CP - Consulta pública

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração de geração e transmissão em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos (e.g. produção, capacidade, flexibilidade).

CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A"

CVU – Custo Variável Unitário: É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

Deck: conjunto de dados de entrada para os modelos de otimização da expansão e operação do sistema

Demanda líquida: Volume de demanda desconta a geração inflexível

Despachabilidade: Capacidade efetiva das tecnologias de controlar sua produção energia de acordo com a necessidade do sistema.

Despacho por custo: Modalidade de despacho eletroenergético que considera o custo auditado de produção de cada usina para determinação da curva de Ordem de Mérito, isto é, um empilhamento do recurso mais barato até o mais caro para fins de determinação do cronograma de acionamento das usinas do sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS - Encargos de Serviço do Sistema: custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no atendimento à demanda por energia.

Fator X: índice criado para repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da distribuidora decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes.

FC - Fator de Capacidade: Percentual que representa a expectativa de geração média anual de uma planta em relação a sua potência instalada.

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade e, no caso das hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), referência para o cálculo da alocação de energia em cada instante de tempo.

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GSF - Generation Scaling Factor: Razão entre a geração total e a soma das garantias físicas de todas as hidrelétricas participantes do MRE

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

Inflexibilidade operativa: Característica de determinadas plantas que possuem um volume mínimo de geração determinados contratualmente ou em decorrência de fatores externos (como por exemplo a defluência mínima para garantia da navegabilidade em determinados rios).

Intercâmbio: Representação simplificada da capacidade de transmissão entre os diferentes subsistemas.

IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo: índice de preços no consumidor é usado para observar tendências de inflação. É calculado com base no preço médio necessário para comprar um conjunto de bens de consumo e serviços num país, comparando com períodos anteriores.

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

LER - Leilão de Energia de Reserva: Modalidade de contratação que visa aumentar a segurança energética do sistema. O montante a ser contratado nesse tipo de leilão é definido pelo poder concedente e os custos são rateados entre todos os consumidores do sistema.

LRCAP - Leilão de Reserva de Capacidade: Mecanismo instituído por meio da Lei 14.120/2021 que visa a contratação de nova capacidade (potência) para o sistema. Os custos decorrentes dessa contratação são rateados entre todos os consumidores do sistema.

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo (*energy only markets* em inglês), de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MMGD - microgeração e minigeração distribuída

MP – Medida Provisória

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia: Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

Net metering: Mecanismo para aferição do consumo líquido dos agentes com Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

OPTGEN: modelo de expansão desenvolvido pela PSR

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

Parcela B ou Fio B: Diz respeito ao rol de receitas gerenciáveis pela distribuidora

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia: documento informativo produzido pela EPE com uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

Percentil: Os percentis são medidas que dividem a amostra (por ordem crescente dos dados) em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual.

PIB – Produto Interno Bruto

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “piso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMO – Programa Mensal da Operação: Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas: programa com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica.

RAP – Receita Anual Permitida: Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

RD - Resposta da Demanda: Redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

RED – recurso energético distribuído tais como: geração e armazenamento distribuídos, mobilidade elétrica, microrredes, resposta da demanda etc.

Retrofit: Processo de troca de alguns equipamentos após a vida útil da usina a fim de continuar a operação da planta.

RH - Risco hidrológico: Volume de energia ou montante financeiro referente a diferença entre as obrigações contratuais e a geração de energia do parque.

RPD - Reserva Probabilística Dinâmica: Representa a capacidade necessária de reserva para fazer frente a intermitência renovável do sistema. A metodologia para estimar esses montantes foi desenvolvida pela PSR e é descrita no ANEXO B deste documento.

SAE - Sistemas de Armazenamento de Energia

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica: Mecanismo instituído pela Lei 14.300 por meio do qual consumidores com MMGD são faturados de acordo com a relação entre a sua geração e consumo.

SDDP: modelo desenvolvido pela PSR de planejamento da operacional estocástica

SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

SUI – Supridor de última instância

TE – Tarifa de Energia

TEJ - Transição Energética Justa: Programa instituído pela Lei 14.299 que visa proporcionar tempo suficiente para que o descomissionamento da usina a carvão Jorge Lacerda não impacte de forma abrupta a economia das cidades adjacentes

TF - Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica: taxa arrecadada para custear o funcionamento da ANEEL, que representa 0,4% do benefício econômico anual dos agentes e é paga mensalmente pelos consumidores na conta de luz.

TSL - *Time Series Lab*: módulo do SDDP desenvolvido pela PSR para calcular séries de geração a partir de projetos renováveis

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão: Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

UBP - Uso de Bens Públicos: Concessionárias ou empresas autorizadas realizam pagamentos referente ao uso de bens públicos à ANEEL. Esse valor entra como receita para a CDE.

UTE – Usina Termelétrica

WACC – Weighted Average Cost of Capital: custo de capital da empresa

ANEXO B – RESERVA PROBABILÍSTICA DINÂMICA (RPD)

Dois componentes de reserva são considerados no modelo de planejamento da expansão e operação do sistema. O primeiro componente é definido *ex-ante* como uma porcentagem da demanda horária para compensar os erros de previsão e flutuações naturais ao longo do dia. O objetivo é que recursos flexíveis, como usinas hidrelétricas, unidades de resposta rápida e baterias respondam à variabilidade de demanda no curto-prazo. O segundo componente é uma Reserva *Probabilística Dinâmica* (RPD), que está relacionada à variabilidade da produção de fontes renováveis e destina-se a garantir a operação contínua do SIN considerando desvios entre a produção prevista e a verificada.

Os cálculos da RPD baseiam-se em cenários de geração renovável produzidos pelo Time Series Lab (TSL), software desenvolvido pela PSR. A reserva deve ser:

- (i) *Probabilística*, ou seja, deve considerar o processo estocástico de variação da produção das renováveis em horas consecutivas;
- (ii) *Dinâmica*, ou seja, considerar que a produção renovável varia ao longo das horas do dia e ao longo dos meses do ano. Em termos práticos, isso significa que a reserva operacional devido às renováveis é representada como um *perfil horário* (24 horas) que varia mensalmente devido ao padrão sazonal de produção renovável e por ano, pela entrada de nova capacidade de fontes renováveis variáveis.

O cálculo da reserva para cada mês é composto por quatro etapas:

1. Definição de uma *previsão* da geração renovável (processo não detalhado aqui).
2. Definição do *Erro de Previsão* – por exemplo, suponha que a geração renovável num cenário específico, seja de 9200 MW, e que a previsão para a hora 1 é de 9000 MW. Neste caso, teremos um erro de previsão de $9200 - 9000 = 200$ MW. Esses 200 MW correspondem, portanto, ao componente "estocástico" (imprevisível) da geração renovável. Esse cálculo de desvios é repetido para cada um dos cenários de produção renovável desta hora, produzidos pelo módulo TSL; em seguida, repete-se para a hora 2, e assim por diante. O resultado é uma matriz com S linhas (cenários) e 24 colunas (horas do dia). Cada elemento desta matriz contém um erro em MW, que pode ser positivo ou negativo, com relação à previsão da produção.
3. Definição das *Variações* destes erros de *previsão* da produção entre horas consecutivas – por exemplo, suponha que o erro para a hora 1, no cenário 1, seja de 200 MW. E que para a próxima hora (hora 2, cenário 1), seja de -300 MW (valor negativo). Isso significa que há uma variação do erro da produção renovável de $200 - (-300) = 500$ MW entre as horas 1 e 2. Por sua vez, isso aponta para a necessidade de aumento da geração para compensar 500 MW. Esse processo se repete para os S cenários das horas 1 e 2, e o resultado é um vetor com os requisitos de reserva.
4. Definição do valor de reserva probabilística para cada hora, como a seguinte expressão R^* ,

$$R^* = (1 - \lambda) E(R) + \lambda CVaR(R)$$

Onde $E(R)$ é a média dos valores absolutos da reserva para cada hora, e $CVaR(R)$ é o valor médio condicionado a um intervalo de confiança α desse vetor. Finalmente, o peso λ representa o critério de risco do planejador. Na experiência da PSR com esse tipo de critério, um compromisso razoável é fazer $\lambda = 0.3$. Com esta escolha 70% do valor da reserva está ligado ao valor esperado, quando todos os cenários são considerados, e 30% com base na reserva *de risco* exigida, entre todos os cenários.

O método de cálculo da RPD tem aspectos interessantes:

- Pode representar conjuntamente a demanda horária e a geração renovável variável, portanto, a demanda líquida. Isso é útil se os dois processos estiverem correlacionados. Na Europa, a demanda elétrica aumenta durante dias de muito frio (aquecimento), quando a energia eólica tende a diminuir. Assim os dois processos, quando combinados, aumentam a RPD;
- A metodologia ajusta dinamicamente a reserva num esquema de *horizonte rolante*, onde é possível selecionar o período futuro de previsão;
- Podem ser utilizados diferentes critérios de risco, como o CVaR ou uma combinação de risco ao longo das etapas e cenários;
- Podem ser associados pesos aos cenários de produção renovável, relativos à probabilidade de acontecerem. Em caso de previsão perfeita, o peso seria 1 para o cenário *conhecido* e zero para todos os demais. Se *não* houver qualquer capacidade preditiva, todas as probabilidades são iguais a $1/S$.

A Figura 0-1 ilustra a integração das restrições da RPD à metodologia de planejamento de capacidade do OptGen. Percebe-se pelo processo, que as externalidades provocadas pelas variabilidades das fontes renováveis, sobretudo eólica e solar, são capturadas pelo processo decisório a parte de um requisito de atendimento da reserva (RPD), que por sua vez, está relacionado ao investimento em fontes renováveis variáveis. No curto prazo, as hidrelétricas existentes conseguem suprir estes requisitos, sendo necessário avaliar quais usinas atualmente não estão conectadas ao Controle Automático de Geração (CAG), mas precisariam em algum momento participar deste serviço para atender ao requisito de RPD, que cresce com a entrada das renováveis. Num futuro mais distante, outros recursos flexíveis serão necessários, como usinas térmicas de resposta rápida ou soluções de armazenamento de energia (baterias ou usinas reversíveis).

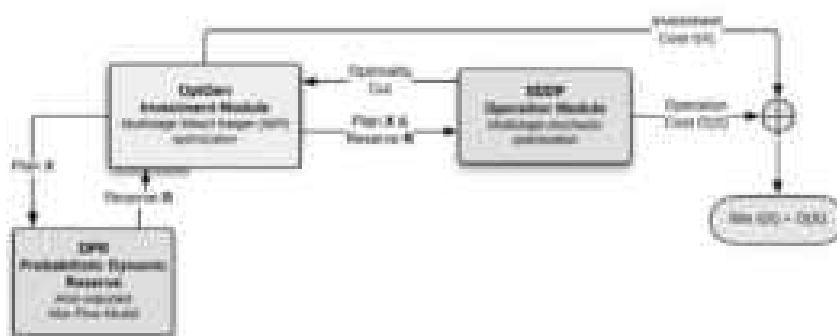


Figura 0-1 – Expansão ideal da capacidade com restrições dinâmicas de reserva probabilística (RPD)

ANEXO C – SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (SAE)

Os sistemas de armazenamento de energia são ativos que podem atuar em toda a cadeia do setor elétrico: geração, transmissão, distribuição e consumo. Tais ativos podem ser gerenciados a nível centralizado ou distribuído por meio de arranjos que vão do *front of the meter* ao *behind the meter*. A Figura 1 sumariza algumas possíveis aplicações do SAE.



Figura 1 – Serviços potencialmente prestados pelos SAE – Fonte: RMI (2015)

Para o Setor Elétrico Brasileiro, podemos compilar os possíveis serviços a serem prestados pelos SAE em quatro grupos: i) balanço de oferta e demanda; ii) suporte à rede de transmissão e distribuição; iii) prestação de serviços ancilares; e iv) resiliência e autonomia. Além da avaliação econômica para verificar a viabilidade de cada um dos modelos de negócio, entendemos que para alguns produtos há a necessidade de aprimoramentos regulatórios. Neste sentido, as seções a seguir apresentam uma breve análise da regulação vigente e modificações necessárias.

Balanço de oferta e demanda

Deslocamento temporal de energia

Este talvez seja a aplicação mais comum dos SAEs, isto é, o carregamento da bateria em momentos de energia mais abundante no sistema – e, conseqüentemente, preços mais baixos – e descarregamento em momento de preços mais altos. Neste tipo de aplicação, os empreendedores percebem uma receita sempre que o delta tarifário entre os momentos de carga e descarga for positivo. Para isso, faz-se necessário que haja uma granularidade de preços horária dentro de um dia, como a implementada em 2021 no Brasil.

No entanto, apesar da implementação destes preços horários em 2021 – o que conferiria a sinalização de preço necessária para a implementação de baterias – o marco regulatório vigente ainda não trata da implementação deste tipo de equipamento – tanto em conjunto com usinas já existentes, quanto sozinho. Parte desta lacuna regulatória se dá devido a falta de clareza quanto a necessidade deste ativo seguir um rito regulatório/operacional similar ao de um gerador ou de um consumidor (ou ambos). Neste sentido, entendemos que algumas questões devem ser equacionadas, como por exemplo:

- Como seria a contratação e o pagamento pelo uso da rede?
- Seria possível calcular um lastro a ser comercializado por meio de contratos, ou sua remuneração adviria apenas do mercado spot?
- Esse ativo estaria sujeito a um despacho centralizado?
- Como seria a obtenção da outorga (se necessária)?

Grande parte desta discussão foi realizada no âmbito da regulamentação das usinas híbridas e usinas associadas e, portanto, poderia ser aplicada aos SAE funcionando junto a uma usina. No entanto, como será discutido mais a frente, a regulamentação de usinas híbridas ou associadas com SAE ficou para um momento posterior, conforme decisão da Aneel.

No entanto, não conseguimos identificar nenhum óbice legal aos SAEs, razão pela qual entende-se que todas as medidas necessárias à criação de viabilidade regulatória para esses ativos se restringem à esfera infralegal e, portanto, deveriam ser inicialmente tratadas em Consultas Públicas no âmbito do MME e/ou Aneel. Além disso, como se trata de um ativo que pode ser combinado com um ativo de geração e, por isso, terá possivelmente interação com o mercado atacadista, entende-se que serão necessárias adaptações aos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) e das Regras de Mercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Regulamentação de usinas híbridas e associadas

Este tema foi discutido de 2017 a 2021 e, após uma série de Consultas Públicas, resultou na publicação da REN 954/2021, a qual estabelece tratamento regulatório para implementação de plantas híbridas e/ou associadas. Segundo essa REN, a definição de usinas híbridas e associadas é:

- Central Geradora Híbrida (UGH): instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia de geração ou não, objeto de outorga única; e

- Centrais geradoras associadas: duas ou mais instalações, com a finalidade de produção de energia elétrica com diferentes tecnologias de geração, com outorgas e medições distintas, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão.

Destaca-se que na definição de ambas consta a composição de uma usina com “diferentes tecnologias de geração”, o que, em princípio, entendemos que abarcaria as tecnologias de armazenamento de energia. Inclusive, ao longo da Consulta Pública que discutiu o tema, a Aneel citou um exemplo de usinas híbridas que continha um sistema de armazenamento de energia. No entanto, na finalização do processo da CP, a Aneel acabou decidindo por não considerar as contribuições relacionadas aos SAE por entender que elas estavam fora do escopo da discussão. Assim, embora os SAE tenham feito parte da discussão que resultou na REN 954/2021, sua inclusão neste normativo ficou para um momento posterior.

Atendimento à ponta no Sistema Interligado Nacional (SIN)

A Lei 14.120/2021 criou a possibilidade da contratação de recursos para atendimento à ponta por meio dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP). Esta modalidade surgiu após diversas discussões, conduzidas pelo MME, nas quais se verificou a necessidade da criação de uma solução de transição para a contratação de potência para o sistema até que fosse aprovada e de fato implementada a separação entre lastro e energia.

Esta solução foi adotada de forma a corrigir a distorção que existia até o momento quanto à alocação dos custos da confiabilidade do sistema, que eram alocadas integralmente ao mercado cativo, uma vez que a contratação térmica era feita exclusivamente por meio de Leilões de Energia regulados. A partir da criação do LRCAP, a contratação necessária de potência, identificada pela EPE, terá seus custos rateados entre todos os consumidores de energia elétrica (livres e cativos).

O 1º Leilão de Reserva de Capacidade, realizado em dezembro de 2021, restringiu a participação aos empreendimentos termoelétricos. Houve a indicação de que a contratação de outras modalidades para atendimento de potência, como por exemplo os SAE, não seria possível por se tratar de material cujo arcabouço regulatório possui muitas incertezas e a escolha da fonte foi uma opção conservadora.

Assim, entendemos que a melhor opção para habilitar SAE aos LRCAP nos parece ser a conclusão das discussões que estão previstas para a agenda regulatória 2022-2023 e a criação, por parte do MME, de uma metodologia agnóstica tecnologicamente para definição da contribuição de potência de cada tecnologia.

Estabilização da geração

As usinas eólica e solar tem despontado como as principais fontes na expansão do sistema nos últimos anos. Porém, como é de conhecimento geral, estas usinas possuem uma geração intermitente, dada a natureza do recurso empregado para geração de energia. Assim, os SAE poderiam ser utilizados para estabilizar ou suavizar a curva de geração destes ativos.

Em um primeiro momento, essa suavização é benéfica ao próprio gerador, especialmente se este estiver vendendo contratos por quantidade com uma curva de modulação diferente da sua curva de geração. Além de mitigar eventuais exposições ao mercado de curto prazo, os SAE combinados a estas usinas são capazes de reduzir eventos de *constrained-off*, além de permitir que a contratação de uso das redes de transmissão ou distribuição sejam otimizadas.

Em um segundo momento, a redução desta intermitência pode ser benéfica ao sistema, uma vez que não haveria, neste caso, um dispêndio de recursos operativos para fazer frente a estas possíveis oscilações, mantendo assim o equilíbrio em tempo real entre oferta e demanda.

Do ponto de vista regulatório, entendemos que a inclusão de sistemas de armazenamento em centrais de geração é um caso bastante similar ao das usinas híbridas. Neste sentido, as considerações feitas anteriormente, aplicam-se também aqui.

Geração de custo/receita de energia

Considerando a flexibilidade do SAE para carregar e descarregar em qualquer horário, uma das aplicações mais vislumbradas do SAE é, do ponto de vista do gerador, a redução da injeção de energia nos momentos em que a rede está sobrecarregada e, sob a ótica do consumidor, a redução do seu consumo na ponta – também chamado de *peak-shaving*.

Usualmente os custos associados ao uso dos sistemas de transporte de energia são proporcionais aos valores máximos de injeção/conjunto de energia na/da rede, uma vez que é com base nestes valores que os sistemas de transmissão e distribuição são dimensionados. Assim, com este sinal econômico, a utilização de SAE pode representar uma redução no custo do gerador e do consumidor ao modular a sua geração/consumo.

Como já discutido anteriormente, para os geradores não há hoje um regulamento específico para a conexão de SAE em unidades consumidoras, sendo suas aplicações hoje limitadas à sistemas de emergência em unidades consumidoras com cargas consideradas críticas, sem que haja injeção de energia na rede. Assim, o aspecto regulatório também ganha relevância, além das já necessárias análises de viabilidade da implantação em unidades consumidoras expostas a tarifas binômias (com uma componente de cobrança em função da demanda – R\$/kW). No caso de consumidores de menor tensão, também seria necessária a implementação de tarifas binômias, tema que já foi objeto de discussão em Consulta Pública e que não encontra óbices legais para sua implementação, bastando regulamentação no âmbito da ANEEL.

Suporte às redes de transmissão e distribuição

Alívio de congestão e postergação de investimentos na transmissão

Usualmente os sistemas de armazenamento são pensados em aplicações voltadas ao segmento de geração, como por exemplo para arbitragem de preços *intraday*. No entanto, a inserção de SAE para armazenamento local pode ser uma alternativa interessante para agregar uma margem adicional de suprimento, sem causar sobrecarga do sistema de transmissão existente.

Esta aplicação pode ser bastante atrativa para suprimento a picos esporádicos de carga, como por exemplo em localidade de difícil acesso, com elevados custos de expansão da transmissão ou próximas a Unidades de Conservação ambiental, onde há grande dificuldade para licenciamento ambiental para construção de novas linhas de transmissão e subestações.

Estes mesmos SAE podem funcionar também como *backup* da rede de transmissão, sendo capazes de injetar energia durante o período de reparo em algum equipamento em falha, agregando assim confiabilidade a sistemas interligados por redes “fracas” – onde há alta incidência de falhas e consequentes interrupções no suprimento de energia.

Sob a ótica regulatória, a maior barreira a implantação de sistemas de armazenamento nos sistemas de transmissão está na falta de clareza quanto a forma como esse investimento seria remunerado. Haveria a possibilidade de leiloar estes ativos como feito atualmente para as linhas de transmissão e subestações, garantindo uma remuneração via RAP (Receita Anual Permitida). No entanto, seria necessário definir se este mesmo SAE seria elegível a obter outras fontes de receita. Neste sentido, entendemos que há três formas de equacionar este problema:

- i. vetar que os sistemas de armazenamento que sejam considerados ativos de transmissão possam participar de outros modelos de negócio.
- ii. permitir que os ativos de armazenamento sejam integralmente remunerados pela RAP, e, embora seu uso prioritário seja o alívio da congestão na rede de transmissão, eles também poderiam ser utilizados para a prestação de outros serviços que beneficiem o sistema (e não necessariamente o proprietário), porém, sem receber remuneração (a premissa implícita seria a de que os usuários da rede de transmissão, que também seriam os beneficiários dos demais serviços prestados, já estão pagando pelo investimento, operação e manutenção dos SAE, mas através da RAP); ou
- iii. abater da RAP as receitas que a empresa de transmissão venha a receber pela prestação de outros serviços pelos sistemas de armazenamento de sua propriedade, em uma sistemática parecida com a de Outras Receitas. Cabe destacar, entretanto, que o rol de serviços a serem prestados deve ter uma remuneração transparente, de modo a permitir a identificação dos valores recebidos que devem ser abatidos da RAP.

Entendemos que a opção (i) é a mais simples de ser implementada, porém leva a uma maior desotimização do sistema. No caso da opção (iii) existe uma complexidade envolvida na operacionalização dos cálculos associados a Outras Receitas. Portanto, nos parece que a alternativa (ii) pode ser um meio do caminho que busca, ao mesmo tempo, combinar a simplicidade com a otimização para o sistema.

Além de adequar a regulamentação de remuneração dos ativos de transmissão, compilada no Módulo 9 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), cabe também destacar que o ONS, enquanto operador do sistema de transmissão da Rede Básica, deve adequar suas rotinas de operação para incluir os sistemas de armazenamento no rol de equipamentos monitorados, programados e operados. Além disso, se esses sistemas de armazenamento puderem prestar outros serviços ao sistema, a CCEE eventualmente deverá adequar suas Regras e Procedimentos de Comercialização para permitir identificar a remuneração percebida por esses ativos na prestação de cada serviço, a fim de abater da RAP.

Por fim, destacamos que já existe hoje no Brasil um SAE neste modelo de negócio que opera na cidade de Registro, no Litoral Sul de São Paulo, concedido a ISA CTEEP. A solução por meio de baterias foi uma alternativa encontrada no contexto de atrasos e incertezas associadas a execução de empreendimentos de transmissão. Atualmente essas baterias são remuneradas integralmente via RAP.

Alívio de congestão e postergação de investimentos na distribuição

No caso das redes de distribuição, o tema do alívio de congestão e postergação de investimentos por meio da implementação de sistemas de armazenamento é bastante similar ao já relatado no caso da transmissão. A grande diferença está na dinâmica de operação e planejamento das redes e na forma de remuneração.

Diferentemente da transmissão, no caso da distribuição cabe as próprias concessionárias planejarem e operarem suas redes. Assim, não há uma autorização *ex-ante* para a remuneração de um investimento. Na verdade, ocorre o contrário: a distribuidora faz o investimento e apenas no processo de revisão tarifária seguinte é que este investimento será avaliado pelo regulador para compor (ou não) sua Base de Remuneração Regulatória (BRR). A partir deste momento é que a distribuidora passará a receber uma remuneração e depreciação por meio das tarifas cobradas dos consumidores.

Desta forma, entendemos que neste caso uma questão relevante para o sucesso deste modelo de negócio é a definição de regras claras para remuneração dos SAE implementados com esta finalidade. Além disso, cabe uma revisão se as taxas de depreciação regulatórias consideradas na definição das tarifas estão compatíveis com a vida útil do ativo.

De forma similar ao problema apontado na transmissão, aqui cabe uma reflexão sobre desenhos regulatórios que evitem que haja múltipla remuneração para o SAE. As soluções que vislumbramos são muito similares àquelas apontadas no caso da transmissão.

Serviços ancilares

Segundo a REN 697/2015, o conjunto de serviços ancilares previstos na regulamentação é o seguinte:

- i. **Autorrestabelecimento (black-start) integral:** capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico;
- ii. **Autorrestabelecimento (black-start) parcial:** capacidade de uma central geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência do giro mecânico e excitada, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico;
- iii. **Controle primário de frequência:** controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração;

- iv. **Controle secundário de frequência:** controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;
- v. **Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa:** despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema;
- vi. **Melhoria:** instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações pertencentes a central geradora, para manter a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço de geração de energia elétrica, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações em conformidade com o ato de outorga, os Procedimentos de Rede e demais atos normativos;
- vii. **Reforço:** substituição de equipamentos ou adequação de instalações pertencentes a central geradora, recomendada pelo ONS e motivada por alteração da configuração do sistema elétrico ao qual a usina está conectada, não passível de previsão por parte do agente de geração;
- viii. **Sistema Especial de Proteção (SEP):** abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e Esquemas de Controle de Segurança (ECS), que a partir da detecção de condição de risco para o sistema elétrico, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN ou dos seus equipamentos;
- ix. **Suporte de reativos:** é o fornecimento ou a absorção de energia reativa por unidade geradora, destinados ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e no PRODIST, mediante o uso de:
 - a. unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa; ou
 - b. unidades geradoras enquanto operam como compensadores síncronos, as quais propiciam benefícios sistêmicos tais como suporte de reativos em regime dinâmico, agregação de inércia, elevação dos níveis de curto-circuito, eliminação de riscos de autoexcitação e sobretensões/subtensões transitórias, além do controle de tensão em regime permanente.

Para que possa ser prestado este tipo de serviço e que haja uma remuneração, é indispensável a assinatura de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) junto ao ONS. No entanto, cabe destacar que nem todos estes Serviços Ancilares listados implica em um recebimento por parte do prestador, uma vez que essas receitas consistem basicamente em ressarcimentos pelos custos adicionais de operação e manutenção para prestação do serviço quando solicitado ou de custos com estruturas necessárias à prestação do serviço. Dito de outra forma, não existe um mercado para os serviços ancilares no Brasil e a sua remuneração é regulada pela ANEEL.

A Tabela 1 sintetiza as informações que constam da REN 697/2015 relativas aos serviços ancilares regulamentados, quem pode prestá-los e a forma de remuneração vigente. Observa-se que alguns serviços devem ser prestados por ‘unidades geradoras’, enquanto outros podem ser providos por ‘centrais geradoras’. A menos que os SAE sejam considerados equivalentes a unidades geradoras, entende-se que eles poderiam prover apenas alguns serviços (sendo nem todos remunerados)³⁵:

- Autorrestabelecimento integral
- Autorrestabelecimento parcial: **não há pagamento de receitas**
- Sistema Especial de Proteção

Central auxiliar	Prestador (para REN n.º 697/2015)	Receita pelo serviço
Autorrestabelecimento integral	Central geradora	Receita anual baseada em custos adicionais de ONS
Autorrestabelecimento parcial	Central geradora	-
Centrais próprias de frequência	Unidade geradora	-
Centrais próprias de frequência	Unidade geradora	Receita anual para custos gerados com a qualidade e a continuidade de consumo de energia elétrica em situação de CAS
Manutenção de sistema operativos	Unidade geradora especializada, devidamente licenciada	Receita mensal baseada no custo de prestação dos serviços, que pode ser limitado pelo ONS de acordo com o custo máximo estabelecido pelo ONS
Melhoria	Realizada em central geradora	-
Refugo	Realizada em central geradora	-
Sistema Especial de Proteção	Sistemas e métodos de controle e proteção implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica	Receita anual para custos gerados com a qualidade e a continuidade de consumo de energia elétrica em situação de SEP
Suporte de sistema (fortalecimento de potência ativa)	Unidade geradora	-
Suporte de sistema (compensação reativa)	Unidade geradora	Tabela de Tarifas Ancilares (TSA), atualizada para 2022 (R\$ 6,11/Wh/Ar)

Tabela 1 – Sumário de informações da REN ANEEL nº 697/2015

Destaca-se que em 2018³⁶, as usinas prestadoras destes serviços receberam, em termos anuais, valores na ordem de R\$ 900 – R\$ 40.000 (Autorrestabelecimento) e R\$ 3.000 – R\$ 54.000 (Sistema Especial de Proteção). O pagamento é feito aos prestadores após a prestação do serviço e verificação, por parte do ONS, de que os serviços foram prestados a contento.

Uma vez que a regulamentação pertinente tenha sido preparada, o ONS, enquanto solicitante dos serviços ancilares, deve adequar suas rotinas de operação para incluir os sistemas de armazenamento no rol de equipamentos provedores desses serviços. E, como a remuneração de alguns dos serviços prestados é feita via Encargo de Serviços do Sistema, a CCEE também deve adequar suas Regras de Comercialização.

³⁵ Os SAE poderiam, eventualmente, serem implantados nas centrais geradoras a título de melhoria ou reforço, mas neste caso deve haver autorização da Aneel e apenas haverá ressarcimento dos custos incorridos em sua implantação. Ainda assim, destacamos novamente que hoje não há regulamentação estabelecida que permita que SAE sejam parte integrante de uma central geradora, conforme abordado anteriormente.

³⁶ Resolução Autorizativa nº 9.119, de 11 de agosto de 2020.

Resiliência e autonomia

Confiabilidade para consumidores

Para alguns consumidores é fundamental que haja confiabilidade e qualidade do serviço quanto ao recebimento da energia elétrica, como por exemplo em linhas de produção com equipamentos sensíveis a oscilação de tensão ou hospitais. Nestes casos o SAE pode atuar como um *backup* da rede, provendo energia em casos de interrupção.

Assim, um possível mercado para os SAE são os consumidores localizados em redes frágeis do sistema, sujeito a muitas interrupções de energia ou perda de qualidade, que não chegam a ser contabilizadas como interrupções, mas são suficientes para interromper processos produtivos. Um indicativo dessa fragilidade da rede pode ser obtido pelos índices de continuidade do serviço de fornecimento de eletricidade nas distribuidoras do Brasil.

Do ponto de vista regulatório, não constatamos nenhum impeditivo à adoção dos SAE para prestação deste tipo de serviço, dado que ele seria acionado quando o suprimento da rede é interrompido. Destaca-se que essa operação só é permitida caso a unidade consumidora esteja *off-grid*, dado que a regulamentação não prevê a possibilidade de injeção de energia elétrica na rede a partir deste tipo de dispositivo.

Neste sentido, entendemos que caberia a Aneel revisar os módulos do PRODIST para que os SAE pudessem ser conectados a unidades consumidoras *on-grid*. Antes, porém, o INMETRO deve definir o regulamento técnico que permita este tipo de operação.

Microrredes

Com a possibilidade de controlar localmente a qualidade e confiabilidade da energia e adaptá-la aos requerimentos individuais, as microrredes podem oferecer serviços mais customizados ao consumidor, tornando-o menos dependente da distribuidora. No Brasil elas foram definidas como redes de distribuição de energia elétrica que podem operar isoladas do sistema de distribuição, sendo atendidas diretamente por unidades de geração distribuída e partilhando esta geração entre um pequeno grupo de unidades consumidoras geograficamente próximas umas das outras.

Seu desenvolvimento ainda encontra barreiras técnicas, regulatórias, econômicas e de mercado. Do ponto de vista regulatório desafios relevantes são relacionados com a regulação da conexão com o sistema elétrico, especialmente relacionadas com regras antilhamento, e com estabelecimento de taxas de conexão e de utilização da rede específicas.

Apesar de não possuir regulamento específico, algumas regras aplicadas pelo PRODIST e pela Micro e Mini Geração Distribuída têm dado base para discussão de conceitos e possibilidades de modelos de negócios de microrredes. Essas regras ainda são consideradas incipientes, pois não contemplam as características das microrredes como: capacidade de ilhamento e reconexão, gerenciamento da energia (pelo lado da oferta e demanda), comercialização de energia elétrica e outros serviços, entre outras.

Suporte à qualidade, no fim de linha, da distribuição

A qualidade da energia elétrica referente à conformidade de tensão é um dos parâmetros que devem ser garantidos pela distribuidora, sujeito ao monitoramento dos indicadores relacionados pelo poder concedente de acordo com o módulo 8 do PRODIST e com o estabelecido no contrato de concessão.

O controle de qualidade associado ao estabelecimento de níveis de tensão adequados se torna um desafio maior em regiões de fim de linha. Em momentos de onde várias cargas são acionadas concomitantemente em uma mesma linha de distribuição, o consumidor do fim da linha pode receber sua tensão em nível insuficiente para partir seus equipamentos.

Nesse sentido, a distribuidora deve realizar investimentos que minimizem ocorrências como essa, uma vez que está exposta a penalidades no caso de não atendimento das metas estabelecidas pela agência reguladora.

Os SAE poderiam ser aplicados em pontos estratégicos da rede com a finalidade de minimizar ocorrências desse tipo, sendo necessária uma avaliação a respeito da viabilidade econômica dessa aplicação pela distribuidora em comparação com soluções alternativas. Aqui fazemos as mesmas considerações já apresentadas anteriormente sobre suporte às redes de distribuição de energia.

ANEXO D - EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL: CRISE DE 2021/22 NA EUROPA, CAUSAS E IMPLICAÇÕES

A partir do segundo semestre de 2021 os preços de energia elétrica e gás natural na Europa atingiram níveis recorde, sem precedentes até então, atraindo a atenção da população e de políticos por todo o continente. A sociedade já enfrenta os impactos econômicos do episódio, por exemplo através da escalada dos níveis de inflação na área do Euro.

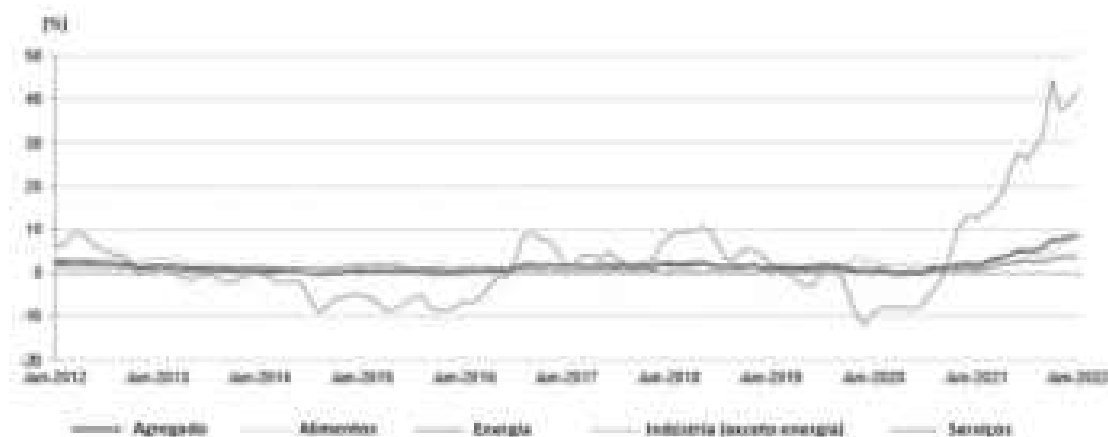


Figura 1 – Composição da inflação na zona do Euro³⁷

Ainda em outubro de 2021, quando um conflito armado entre Rússia e Ucrânia não era vislumbrado, a Comissão Europeia lançou um pacote de medidas para lidar com a alta dos custos com energia, atribuindo ao ACER³⁸ a tarefa de avaliar a atual organização dos mercados de energia elétrica, apontar suas fortalezas e fraquezas, bem como identificar os elementos que causaram a escalada da crise então observada.

Em resumo, a análise conduzida pelo ACER concluiu que a alta dos preços de energia elétrica se deve, principalmente, à alta na demanda global por gás natural liquefeito (GNL), bem como à dinâmica de oferta e demanda deste mercado^{39,40}.

³⁷ Eurostat. Inflation in the Euro area. Acesso em 14 de julho de 2022 <[https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Inflation in the euro area](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Inflation_in_the_euro_area)>

³⁸ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

³⁹ ACER. Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design. Novembro de 2021 <<https://acer.europa.eu/sites/default/files/2022-05/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf>>

⁴⁰ ACER. Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. Abril de 2022. <https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf>

Ainda em 2021, outros fatores identificados foram (i) os níveis relativamente baixos dos reservatórios europeus de gás, ao início do inverno 2021/22; (ii) a redução nas exportações russas para a Europa, via gasodutos; (iii) o aumento dos preços das permissões de emissão associadas ao cap and trade europeu; e (iv) a influência do clima na demanda por gás e eletricidade, bem como na produção renovável⁴¹.

Já em 2022, a permanência dos altos preços pode ser atribuída (i) aos riscos e incertezas criados pela invasão da Ucrânia, pela Rússia, ao fim de fevereiro; (ii) à indisponibilidade de uma parcela relevante da frota de geração nuclear francesa, por conta de manutenções e inspeções não programadas; e (iii) à contínua redução das exportações de gás da Rússia para o continente europeu⁴².

A interdependência entre os mercados de gás natural e energia elétrica

Termoelétricas movidas a gás natural usualmente são o recurso marginal, determinando os preços de curto-prazo de energia elétrica. Portanto, quando os preços de gás natural se elevam, também se elevam os preços de energia elétrica.

A interdependência, apresentada na figura abaixo, entre os custos de gás e energia elétrica, em particular neste contexto de altos preços, despertou a atenção política e intensas discussões sobre o futuro destes mercados e de sua relação com a transição energética planejada para o continente.

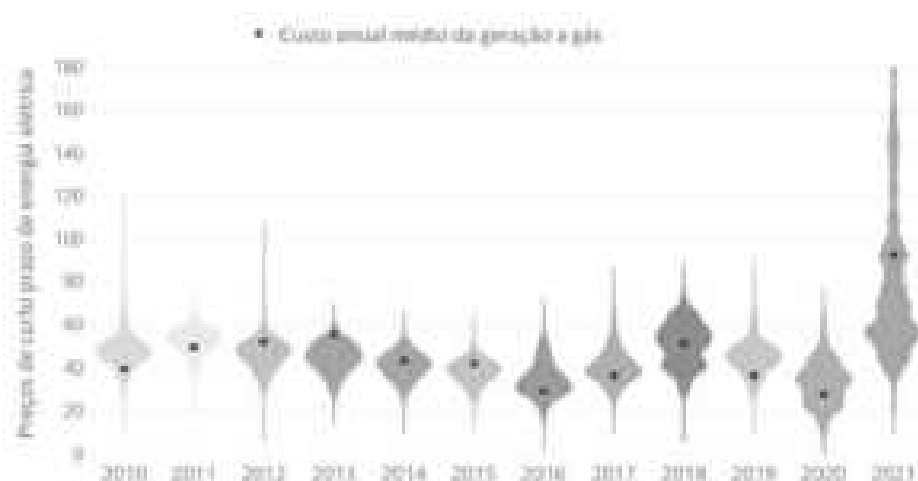


Figura 2 - Comparação entre preços de curto prazo de eletricidade e custos do gás³⁹

⁴¹ ACER. Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design. Novembro de 2021 <<https://acer.europa.eu/sites/default/files/2022-05/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf>>

⁴² ACER. Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. Abril de 2022. <https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%2520Final%2520Assessment%2520of%2520the%2520EU%2520Wholesale%2520Electricity%2520Market%2520Design.pdf>

A relação com a transição energética

Com a transição energética, aliás, é esperado que o consumo e a oferta de gás natural sejam alterados. No longo-prazo, é esperado que o consumo total seja reduzido – especialmente se gases renováveis, como o hidrogênio, forem difundidos ao longo das décadas.

Porém, com o aumento da participação de fontes renováveis intermitentes para a geração de energia elétrica, é esperado que o gás seja, cada vez mais, acionado para atender a picos de demanda ou em épocas específicas do ano, ao invés de atuar como geração de base.

A Agência Internacional de Energia, por exemplo, estima que o uso de gás para a geração de energia elétrica será reduzido em 10% entre 2020 e 2030, apesar de ser esperado um aumento de 15% na demanda por gás para atendimento a picos de demanda⁴³.

Muito embora os preços de energia elétrica e gás sejam altamente correlacionados, outros fatores ajudam a explicar as trajetórias e perfis de preços observados. Dentre estes, destacamos (i) a sazonalidade da demanda; (ii) as diferentes capacidades de armazenamento de gás e água – para geração hidroelétrica – entre países; e (iii) a intermitência da geração renovável.

Curiosamente, apesar dos preços altos atingidos em 2021, a ocorrência de preços negativos para energia elétrica se intensificou, superando os anos anteriores a 2020⁴⁴. Isto é um resultado direto da expansão da capacidade renovável, associada a determinados arranjos de incentivo⁴⁵ e à baixa capacidade de armazenamento de energia.

Em resumo, a oferta deverá ser flexível para acomodar a combinação de uma demanda reduzida, no acumulado, porém com picos de consumo mais acentuados e frequentes. Por consequência, é esperado que os preços de energia – tanto gás quanto energia elétrica – se tornem mais voláteis, respondendo às condições de oferta e demanda observadas no curto-prazo.

A volatilidade dos preços

A volatilidade, naturalmente presente em mercados de energia elétrica, resulta das frequentes alterações das condições de oferta e demanda – por exemplo por conta das variações climáticas, que influenciam a temperatura, a disponibilidade de recursos hídricos etc.

A volatilidade pode ser relacionada a fenômenos de curto-prazo, como a variação da geração renovável, que movimentam os preços ao longo de uma semana, ou a fenômenos de longo-prazo, como uma alta nos preços de combustíveis, que sustentam os preços de energia elétrica em níveis altos por vários meses.

⁴³ IEA. Despite short-term pain, the EU's liberalised gas markets have brought long-term financial gains. Outubro de 2021. Acesso em 14 de julho de 2022 <https://www.iea.org/commentaries/despite-short-term-pain-the-eu-s-liberalised-gas-markets-have-brought-long-term-financial-gains?utm_source=SendGrid&utm_medium=Email&utm_campaign=IEA+newsletters>

⁴⁴ ACER/CEER. Market Monitoring Report: Electricity Wholesale Market Volume. Fevereiro de 2022 <https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Market%20Monitoring%20Report%202020%20%E2%80%93%20Electricity%20Wholesale%20Market%20Volume.pdf>

⁴⁵ Especificamente, as *feed-in tariffs*, que criam o incentivo para agentes submeterem ofertas de preço negativas.

É esperado que a transição energética, por sua vez, influencie na volatilidade de preços nestes dois horizontes. Isto deve ocorrer por conta (i) da saída e entrada de diferentes agentes do mercado; e (ii) dos impactos por conta do aumento da participação de recursos intermitentes.

Primeiro, a transição energética deve ocasionar a saída de diversos geradores intensivos em emissões de gases de efeito estufa – isto é, termoeletricas a carvão, a óleo combustível e, talvez, até a gás natural. Adicionalmente, é esperada a contínua expansão dos recursos renováveis e o aumento da demanda por energia elétrica, pela eletrificação.

Segundo, parte significativa destes recursos renováveis oferece uma geração intermitente. Ao mesmo tempo, os geradores termoeletricos que saíram de operação são recursos “despacháveis” – cujos montantes de geração podem ser controlados pelos operadores de sistemas elétricos. Como consequência, espera-se que a volatilidade nos preços seja amplificada: serão observados preços baixos durante diversas horas, quando a geração renovável é abundante, além de picos de preços quando estes recursos são escassos.

Ainda, eventos singulares podem causar volatilidade nos preços, tais como eventos climáticos extremos (como o ocorrido no Texas, em fevereiro de 2021⁴⁶), conflitos armados (tal qual a invasão da Ucrânia, em fevereiro de 2022⁴⁷), aumento nos preços de combustíveis (tal qual o observado desde o segundo semestre de 2021, discutido neste relatório). Tal volatilidade é difícil de ser eliminada.

Implicações e as principais medidas de mitigação sendo discutidas

Apesar da situação adversa enfrentada pelo continente, tudo indica que os planos para a transição energética europeia serão mantidos. Entretanto, reconhecendo a gravidade da atual crise e como parte destes planos, a Comissão Europeia busca formas de mitigar a volatilidade dos mercados de energia elétrica⁴⁸.

Dois são as principais frentes discutidas atualmente: (i) a flexibilidade, permitindo a melhor gestão da intermitência dos recursos renováveis; e (ii) o aprimoramento dos mercados de longo-prazo, permitindo a proteção contra o risco de preço.

Flexibilidade

Com o aumento da volatilidade, a flexibilidade de longo prazo (de semanas a vários meses) se torna necessária. De fato, picos de demanda sazonais (possivelmente amplificados pela eletrificação, especialmente em um horizonte pós-2030) ou longos períodos com menor geração renovável, por conta de eventos climáticos, exigem recursos flexíveis de longo prazo.

⁴⁶ King et al. The Timeline and Events of the February 2021 Texas Electric Grid Blackouts. Energy Institute. University of Texas at Austin. Julho de 2021. <<https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin%20%282021%29%20EventsFebruary2021TexasBlackout%2020210714.pdf>>

⁴⁷ Wikipedia. 2022 Russian invasion of Ukraine. Acesso em 14 de julho de 2022. <https://en.wikipedia.org/wiki/2022_Russian_invasion_of_Ukraine>

⁴⁸ ACER. Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. Abril de 2022 <https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER's%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>

Esta flexibilidade será buscada através dos recursos de oferta – unidades de geração despacháveis (como turbinas a gás), baterias, hidroelétricas reversíveis – e pela resposta da demanda, que pode ser amplificada pela eletrificação da indústria e dos transportes.

Longo prazo

Mercados competitivos de longo prazo permitem a gestão do risco de preço por parte de geradores e consumidores, por meio da utilização de *hedges*, incentivando os investimentos de longo prazo.

Estes *hedges* podem ser obtidos através da negociação de contratos futuros, em bolsas, ou pela negociação de contratos de compra e venda de energia, conhecidos como PPA, de forma bilateral. A contratação de longo prazo provê, aos investidores, maior estabilidade de receitas para seu fluxo de caixa, além de permitir que comercializadores varejistas oferecem planos com maior previsibilidade de custos aos consumidores finais.

Embora um *hedge* ajude a mitigar o risco de preço, ainda existirão riscos associados à atuação no mercado de energia. Uma razão é que, usualmente, os contratos futuros oferecidos em mercado não oferecem uma proteção completa – não constituem um hedge perfeito. Outra razão é que, com uma escalada de preços – como a observada atualmente, as margens e colaterais associados ao *hedge* se elevam, podendo exigir o aporte de grandes somas de dinheiro pelos agentes (este é o exemplo da Uniper, empresa de energia da Alemanha, que financiou EUR 11 bilhões para arcar com chamadas de margem em 2021⁴⁹).

A liquidez é um aspecto essencial para possibilitar a contratação a longo prazo. Em alguns Estados Membro, os mercados de longo prazo possuem produtos líquidos para um horizonte de até um ou dois anos à frente, porém a liquidez é baixíssima para períodos maiores. Nestes casos, portanto, a utilização de PPAs é uma alternativa para a aquisição de hedges.

As medidas vislumbradas pela Comissão Europeia têm por objetivo: (i) facilitar a negociação de PPAs; e (ii) aumentar a liquidez dos produtos de longo prazo.

Os PPAs

PPAs são normalmente disponíveis aos grandes investidores. Pequenos investidores possuem dificuldades de acesso por conta das exigências de crédito associadas. Permitir que outros agentes celebrem tais acordos ampliaria o mercado para estes contratos, estimulando investimentos em geração renovável e em recursos flexíveis.

A Comissão Europeia julga que governos, autoridades e entidades comerciais podem promover o acesso aos PPAs, por exemplo (i) pela agregação de pequenos vendedores e compradores e (ii) pelo fornecimento de parte das garantias bancárias requisitadas aos agentes.

⁴⁹ Bloomberg. German Energy Giant Uniper Gets \$11 Billion for Margin Calls. Janeiro de 2022. Acesso em 14 de julho de 2022 <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-01-04/uniper-agrees-on-new-financing-due-to-commodities-volatility#xj4y7vzkg>>

Os produtos de longo prazo

As bolsas de energia recentemente começaram a oferecer produtos de longo prazo, sugerindo que há demanda pelos mesmos. A Comissão Europeia julga, no entanto, que esforços adicionais são necessários para aprimorar a liquidez desses produtos.

Uma iniciativa positiva seria a normalização (padronização) dos produtos em todos os Estados-Membros, removendo as barreiras para os participantes negociarem em mercados futuros (como taxas elevadas), além de estimular a atuação de agentes como *market makers* naqueles mercados que, de outro modo, seriam ilíquidos.

O estímulo para a atuação como *market maker* pode partir das bolsas de energia e dos corretores (por exemplo, reduzindo as taxas cobradas destes agentes), ou diretamente pelos governos e autoridades reguladoras, por meio de obrigações legais ao desempenho desta função para determinados agentes – como os agentes de geração.

ANEXO E - EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO SIN

Capacidade instalada e aspectos operativos

O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta ao final de 2021 com 172 GW de capacidade instalada, que são conectados com os centros de demanda por uma rede básica de transmissão (com tensão igual ou maior a 230kV) com mais de 145 mil quilômetros de extensão. Esse parque gerador conta com forte participação de energias renováveis, principalmente de hidrelétricas, mas também de eólica, solar e biomassa. O restante da matriz é composto principalmente por térmicas a gás. Há ainda pequena participação de usinas a diesel, carvão e nuclear.



Figura 1 – Capacidade Instalada por fonte (em %) - 2021⁵⁰

Apesar de ainda ser a principal fonte de geração do país, a participação da hidroeleticidade na matriz elétrica vem diminuindo nos últimos 20 anos, sobretudo devido a entraves socioambientais à construção de novas usinas. Com isso, outras fontes apareceram como protagonistas na expansão de oferta, como térmicas a gás, biomassa e renováveis variáveis, como eólica e solar.

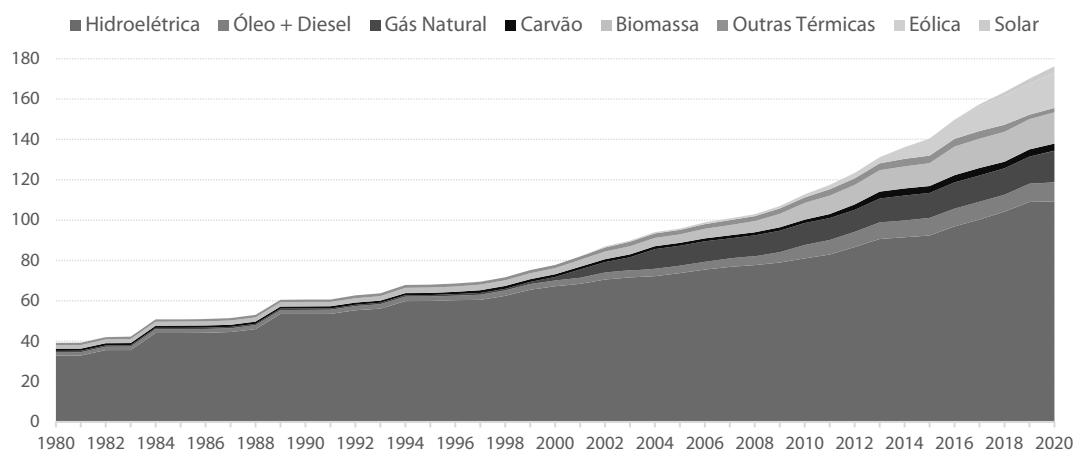


Figura 2 – Evolução da capacidade instalada (MW) do SIN. Fontes: Dados da ANEEL.

⁵⁰ <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

Em termos de produção de energia, a predominância hidroelétrica vem perdendo espaço nos últimos anos tanto por uma menor expansão como por períodos hidrológicos menos favoráveis. O resultado combinado é exibido na Figura 3. Percebe-se que em 2020 cerca de 2/3 da produção nacional ainda foi desta fonte. A tendência é de redução gradual no médio/longo prazo à medida que as fontes eólica e solar, hoje já competitivas, se desenvolverem e aumentarem seu *market share* na matriz elétrica.

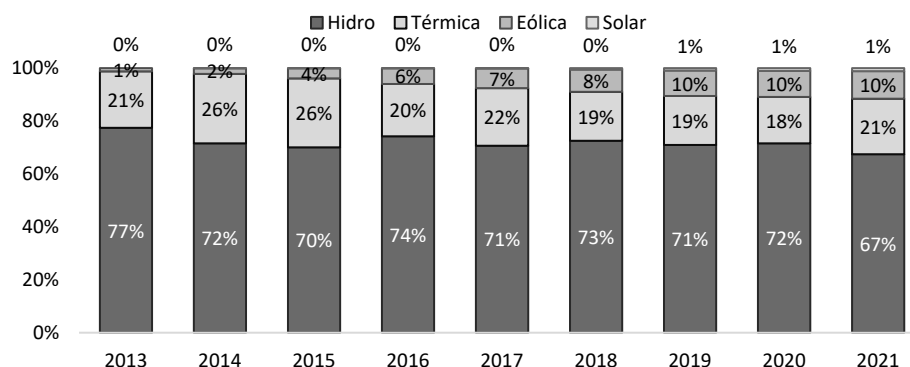


Figura 3 - Histórico de geração por fonte (Fonte: CCEE)

Generation Scaling Factor (GSF)

As usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cujo principal objetivo é mitigar o risco dos agentes hídricos devido aos diferentes regimes de chuvas e ao fato do despacho ser centralizado. A razão entre a geração hidrelétrica dentro do MRE e a soma de suas garantias físicas é conhecida como *Generating Scaling Factor* (GSF). Se esse fator for maior do que 1, há excedente de produção de energia e, se for menor do que 1, há déficit na alocação de energia do MRE. Este fator multiplicado pela garantia física de cada UHE resulta na quantidade de energia alocada a ela.

Nos últimos anos, o GSF tem ficado consistentemente abaixo de 1, conforme mostrado na Figura 4. Existem alguns fatores além de uma hidrológica desfavorável que ajudam a explicar essa permanência tão longa de GSF menor que 1, a saber:

- i. A metodologia para o cálculo da garantia física dos projetos estruturantes previa um aumento na energia assegurada destes ativos à medida que as máquinas entravam em operação comercial. No entanto, verificou-se *a posteriori* que estes valores estavam superdimensionados, o que aumentava a garantia física do bloco do MRE sem o aumento respectivo na capacidade de geração, reduzindo assim o GSF.
- ii. O atraso de algumas linhas de transmissão, cuja implementação estava sob a responsabilidade de empresas que faliram, afetou a capacidade de escoamento da produção hidroelétrica dos projetos estruturantes, reduzindo assim o GSF.
- iii. A contração da demanda, em decorrência das recentes crises econômicas no Brasil, associada ao aumento do *market share* das usinas renováveis não despacháveis (eólicas e solares) reduziu a demanda líquida do sistema a ser atendida pela geração hidrotérmica, o que por sua vez reduz o GSF.

- iv. Algumas usinas hidroelétricas há muito tempo vêm gerando abaixo da sua garantia física, o que indica a possibilidade da garantia física total do bloco do MRE ser superestimada, ressaltando assim a necessidade de uma revisão global destes certificados, como já foi feito em 2017.

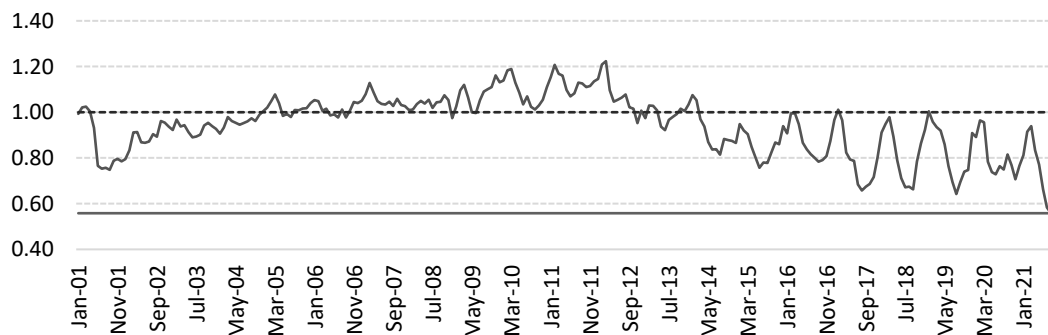


Figura 4 – Histórico do GSF Flat (Fonte: CCEE)

Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

O preço *spot* é uma das mais importantes variáveis nos mercados de energia, sendo fundamental para a precificação de contratos *forward* e na liquidação do mercado de curto prazo.

No SEB, este preço, referenciado como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), possui um perfil demasiadamente volátil. No histórico recente, foram diversos os fatores que impactam o preço *spot*, como mostra a Figura 5. No entanto, é consenso entre os agentes que os principais fatores para a formação do preço ainda são as condições de armazenamento dos reservatórios e as perspectivas para as aflúências futuras. Neste sentido, os contratos de energia, tanto no Mercado Regulado (CCEAR) quanto no Mercado Livre (CCEAL), são importantes instrumentos de mitigação de risco contra a volatilidade dos preços *spot*.

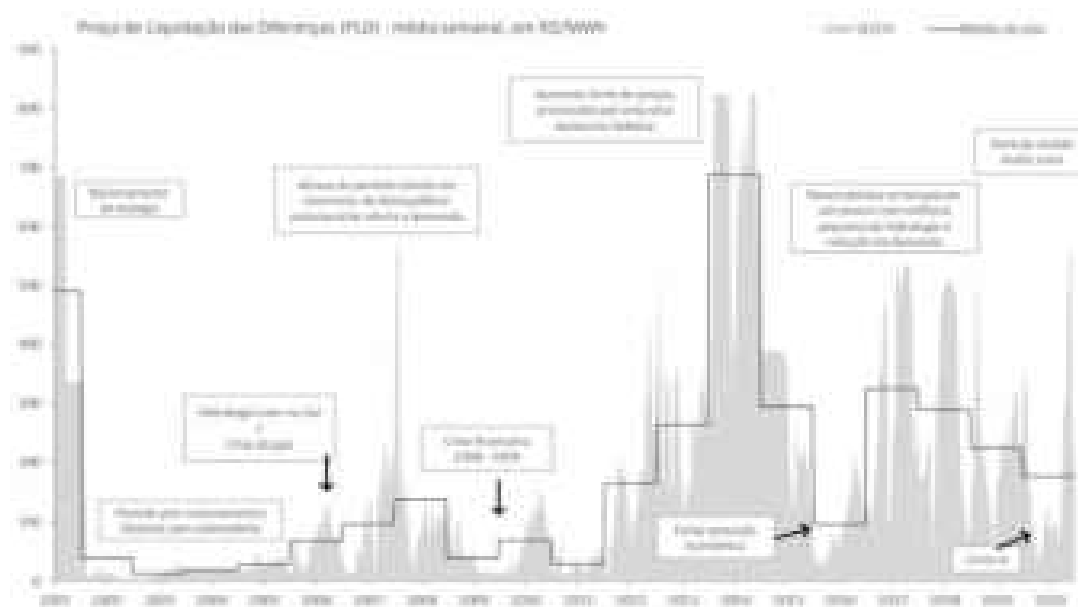


Figura 5 – Histórico do PLD do Sudeste, em R\$/MWh

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

No Brasil, as empresas concessionárias de transmissão (transmissoras) disputam em um leilão a concessão de um ativo de transmissão para construí-lo, mantê-lo e operá-lo pelo período de concessão, em geral de 30 anos. A empresa que oferecer a menor Receita Anual Permitida (RAP) para o ativo ganha o leilão. Dessa forma, existem múltiplas concessionárias de transmissão no Brasil.

Para custear a receita da transmissora, estabelece-se a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para todos os usuários da rede de transmissão, i.e., consumidores e geradores. Os consumidores são responsáveis pelo pagamento de 50% da RAP total e os geradores, os outros 50%. Com o intuito de guiar a expansão da geração do sistema, a TUST é distinta para cada ponto de conexão do sistema. A Figura 0-6 ilustra o processo de alocação de custo da transmissão.

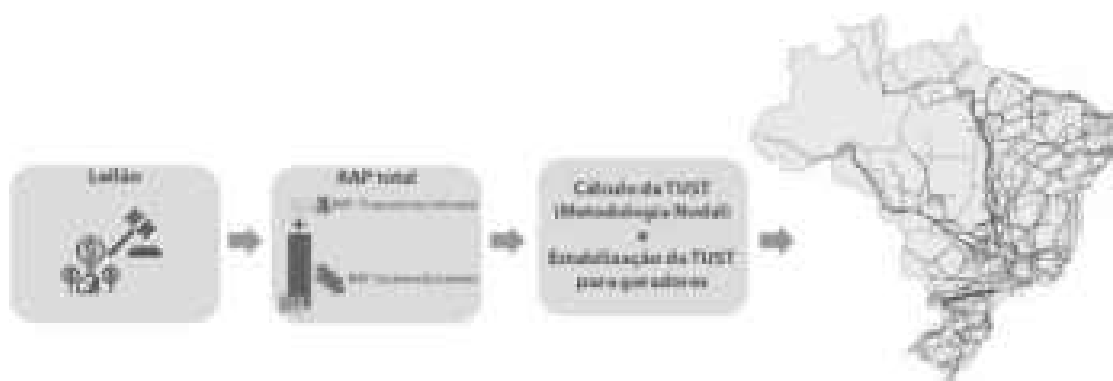


Figura 0-6 – Processo de alocação do custo de transmissão e cálculo das TUSTs

A TUST é calculada pela ANEEL através de uma metodologia denominada Nodal, que estabelece uma tarifa que varia por ponto de conexão. A TUST é multiplicada pelo Montante de Uso do Sistema de Transmissão do usuário (MUST), obtendo assim o valor total a ser pago, denominado Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST).

Dessa forma, a TUST varia de acordo com a topologia da rede de transmissão, a receita do sistema de transmissão (RAP) e a localização do usuário. Por isso, ela pode ser considerada volátil. De forma a transferir o risco de flutuações da TUST percebida pelos agentes de geração que participam dos leilões de energia nova para os consumidores (que podem absorvê-la de forma mais eficiente), a ANEEL estabeleceu um mecanismo de estabilização da TUST. Ela é mantida constante, em moeda real, por um horizonte de tempo de 10 anos ou para todo o período de outorga do gerador. Por isso que, na prática, a receita alocada para o segmento consumo não é exatamente 50%, mas a diferença entre a RAP total e o que foi arrecado pelos geradores, incluindo o mencionado mecanismo de estabilização.

A Figura 7 e a Figura 8 apresentam o histórico de alocação da RAP entre consumidores e geradores e a RAP total do sistema desde 2012, respectivamente. Observa-se uma redução significativa na RAP no ciclo 2012-2013⁵¹ e um aumento em 2017-2018 e depois em 2020-2021.

⁵¹ Ciclo extraordinário em decorrência da aprovação da MP 579/2010

Esse comportamento está associado à MP nº 579/2012 em que o Governo Federal estendeu o prazo de algumas concessões de transmissão em troca de redução na receita. Contudo, a definição do pagamento dos ativos não depreciados dessas concessões só ocorreu em 2017 com a portaria 120/2016, resultando em indenizações a serem pagas até 2025-2026.

Na época da publicação da portaria, uma liminar em favor da ABRACE, ABVIDRO e ABRAFE passou a vigorar de forma a excluir uma parcela financeira da receita dos ativos não depreciados. Em 2020, com a cassação dessa liminar, essa parcela financeira voltou a ser incluída na receita do sistema incluindo um efeito retroativo do que deixou de ser pago enquanto a liminar estava em vigor.

Com o intuito de reduzir os efeitos da pandemia da COVID-19, a ANEEL postergou o pagamento dessa parcela até o ciclo 2028-2029 em troca de uma redução do pagamento no ciclo 2021-2022 e 2022-2023.

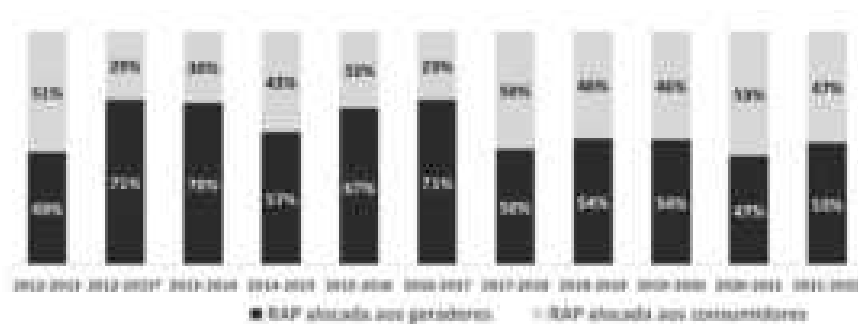


Figura 7 – Alocação da RAP entre os segmentos consumo e geração

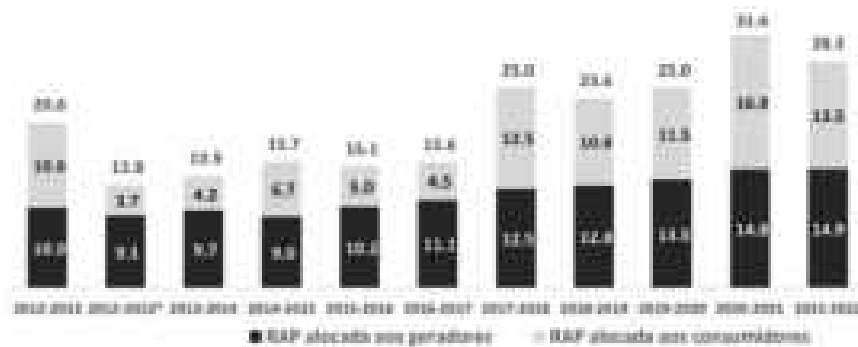


Figura 8 – RAP, em bilhões de Reais, alocada ao segmento consumo e geração

Ambientes de contratação

Os sucessivos aumentos nas tarifas de fornecimento no Mercado Regulado, apresentados na seção anterior, fomentaram a migração dos consumidores para o Mercado Livre, especialmente a partir de 2016, como mostrado na Figura 9. A maior liberdade de escolha no momento da compra de contratos e a redução de custos proporcionada pela alta competitividade do ACL têm sido as principais causas dessa migração.

PRODUTO 6 – RELATÓRIO DE CONSOLIDAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS A PARTIR DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS REGULATÓRIOS

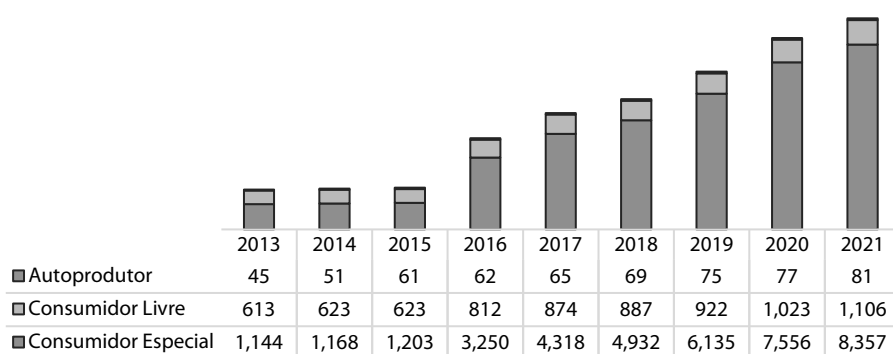


Figura 9 – Histórico do número de consumidores no Mercado Livre

Com isso, a participação do ACL no consumo do SIN tem crescido constantemente, atingindo 34% em 2021, conforme mostrado na Figura 10. Este gráfico corrobora a tendência de aumento da importância do Mercado Livre no SEB, já discutida em relatórios anteriores.

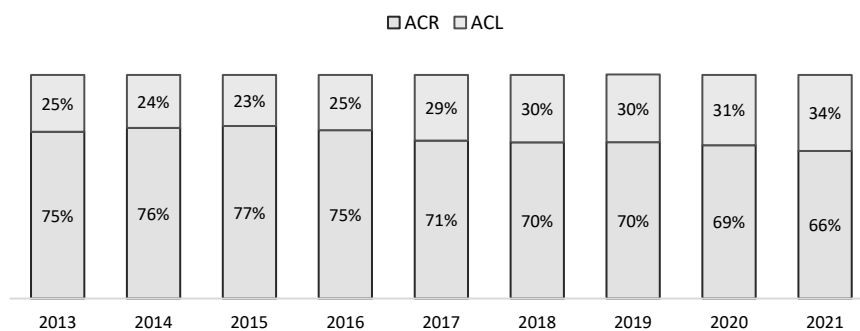


Figura 10 – Histórico de participação dos ambientes de contratação no consumo do SIN

ANEXO F – RESPOSTA DA DEMANDA

Programas implementados no Setor Elétrico Brasileiro

Programa Piloto de Resposta da Demanda

O Programa Piloto de Resposta da Demanda (PPRD), instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 792/2017, foi desenhado inicialmente para contemplar a redução de carga voluntária de grandes consumidores conectados ao SIN nos subsistemas Norte e Nordeste. Posteriormente, por meio das Resoluções Normativas Aneel nº 887/2020 e Resolução Normativa Aneel nº 911/2020, o programa foi estendido a consumidores também conectados aos subsistemas Sul e Sudeste, passando, portanto, a contemplar todo o SIN. Atualmente o programa ainda está vigente, devido a extensão de prazo determinada pela Resolução Normativa Aneel nº 938/2021.

Este programa prevê a redução da carga de consumidores previamente habilitados, com vistas a substituir o despacho termoeletrônico fora da ordem de mérito. Com isso, busca-se melhorar a confiabilidade do SIN, contribuindo para uma maior modicidade tarifária. O pagamento pelo serviço prestado pelo consumidor é feito por meio do Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e é equivalente a valoração da redução ofertada pela diferença entre o preço da oferta e o PLD.

Para que haja uma remuneração adequada dos agentes participantes do programa, são comparados pela CCEE o volume efetivamente reduzido com uma curva típica de consumo. No entanto, outros aspectos precisam ser observados:

- O consumo nas horas que antecedem e sucedem o produto despachado, excluindo-se as três horas anteriores e posteriores, devem estar acima do limite inferior da linha base calculada – correspondente a 90% da linha base.
- Caso seja verificado um consumo acima da banda superior da linha base – correspondente a 110% da linha base – o valor excedente é descontado do montante efetivamente reduzido pelo agente.
- Caso seja verificado um consumo abaixo da banda inferior da linha base, não haverá o pagamento.

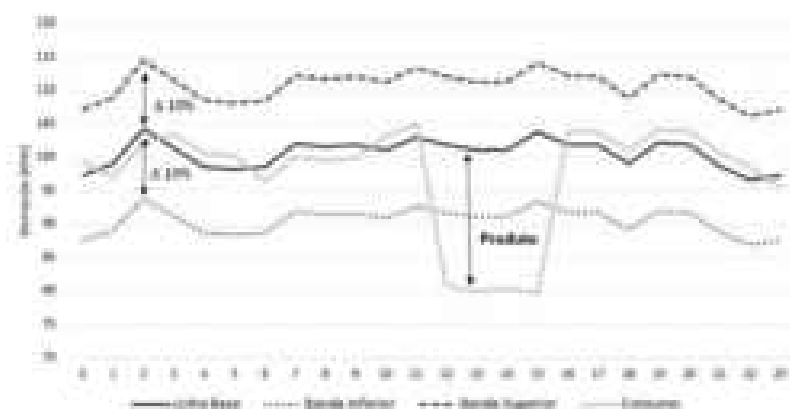


Figura 1 – Exemplo da participação de um consumidor genérico no PPRD

Para participar do programa é necessário cumprir uma série de requisitos regulatórios e operacionais, descritos no site do ONS, dos quais destaca-se a assinatura do Contrato de Prestação de Serviço Ancilar – Resposta da Demanda (“CPSA Temporário”). Estes tem sido, de acordo com os agentes, um dos principais fatores para a baixa adesão e efetividade do programa, corroborados pela Nota Técnica CCEE 0045/2019 e Nota Técnica NOS 0061/2019. Nela são apresentados os resultados para o programa ao longo do segundo semestre de 2019. Nota-se que houve apenas um despacho, da unidade da BRASKEM UNIB BA, durante o intervalo de 4 horas.

Programa de Redução Voluntária de Demanda (RVD)

Devido ao grave cenário hídrico que se apresentava em meados de 2021, foi instituído, por meio da Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 22/2021, o Programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD). Originalmente o programa tinha sido desenhado para vigor de julho/2021 até abril de 2022. No entanto, devido a melhora do cenário hidrológico, este programa foi descontinuado em 5 de novembro de 2021.

Diferentemente do PPRD, no RVD não foi necessário assinar nenhum tipo de contrato uma vez que a adesão ao programa foi automática para todos os consumidores agentes da CCEE com medição individual. Além disto, no RVD a linha base era calculada diferenciando-se dias úteis e sábados e contava com uma banda ligeiramente menor. Por fim, no RVD foi instituído um valor de referência para remuneração dos consumidores de R\$ 1.557/MWh – calculado como a soma do PLD teto e 30% do Custo de Déficit em 2021.

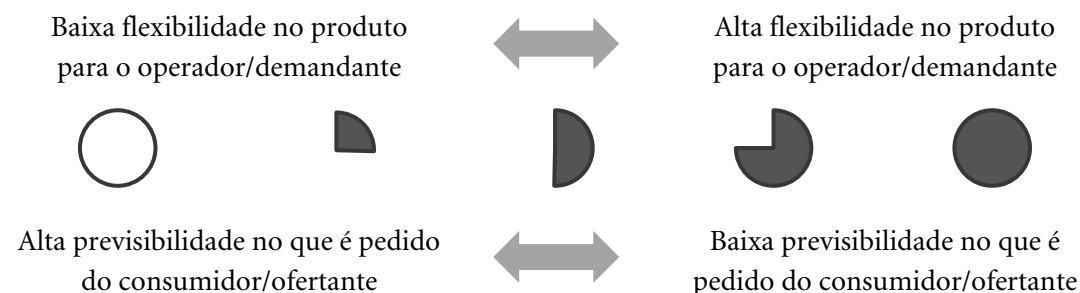
Destaca-se que importantes avanços em relação ao PPRD foram obtidos com a implementação deste mecanismo. Apesar de ter sido desenhado para ser temporário, entende-se que a implementação deste programa foi um passo importante para o desenvolvimento da Resposta da Demanda no Brasil.

Produtos de Resposta da Demanda

Conforme apresentado anteriormente, até o momento os programas de Resposta da Demanda no Brasil se limitaram a observar a redução de consumo em um determinado período do dia, remunerando os agentes participantes por meio do diferencial entre preço spot e oferta. No entanto, alguns outros parâmetros podem ser explorados a fim de criar diferentes mecanismos de Resposta da Demanda, incentivando assim agentes com características distintas a participar desse tipo de programa.

Metodologia para classificação dos produtos de Resposta da Demanda

Para poder classificar e categorizar os diferentes produtos de resposta da demanda existentes, foi criada uma parametrização que caracteriza, para cada dimensão do produto, o quão flexível ele é para o operador do sistema e para o consumidor. Naturalmente esses valores são inversamente proporcionais, isto é, quanto mais flexível para o consumidor, menos flexível tende a ser o produto para o operador.



Para analisar os diferentes produtos, foram selecionadas oito dimensões. A saber: o tipo de remuneração, a definição da linha de base, a duração do compromisso, a antecedência do acionamento, a duração máxima do acionamento, a frequência máxima do acionamento, a frequência e tolerância das penalidades e, por último, a existência de restrições à participação.

Tipo de remuneração

A remuneração pela prestação do serviço de Resposta da Demanda não se encaixa no *framework* de flexibilidade e, por isso, a separamos em três categoriais. Destaca-se que um mesmo produto pode ser remunerado por disponibilidade e por acionamento ou por disponibilidade e totalmente variável.

- i. Remuneração “por disponibilidade” (preço e montante fixos): neste esquema o consumidor recebe um valor proporcional à capacidade máxima que ele coloca à disposição do operador para ser acionada, independentemente do operador escolher acionar a RD ou não – funciona exatamente como um contrato de opção clássico.
- ii. Remuneração “por acionamento” (preço fixo e montante variável): neste caso, a cada vez que o consumidor for acionado, ele receberá um valor proporcional ao volume reduzido que cubra o seu custo de oportunidade.
- iii. Remuneração totalmente variável (preço variável “por acionamento”): neste último esquema o consumidor também receberá uma remuneração por acionamento que corresponderá às condições do sistema no momento em que for acionado, isto é, se houver algum tipo de escassez no momento do acionamento (consequentemente preços altos) o consumidor perceberá uma maior remuneração.




Definição de linha de base

A linha de base é fundamental para determinar o consumo médio de energia do ofertante que será utilizado como parâmetro para mensurar a redução efetiva do seu consumo. Esta linha pode ser calculada como uma média móvel de dias ou a partir de estimações mais sofisticadas, como a utilização de séries temporais para o cálculo. A seguir se apresentam algumas alternativas.

- i. Média móvel: neste caso a linha de base para validação da entrega se baseia em um consumo médio de alguns dias ou semanas antes do acionamento.
- ii. Sem linha de base: neste caso a remuneração pela resposta da demanda é proporcional ao custo evitado de compra de energia, não sendo necessário um cálculo explícito do montante acionando.
- iii. Métodos alternativos: engloba diferentes tipos de metodologias para estimar a linha de base – diferente de uma média móvel simples.




Duração do compromisso

Esta dimensão se refere ao tempo que o consumidor fica sujeito ao suprimento do operador com redução de consumo.

	10 anos ou mais	Contrato de muito longo prazo
	1 a 6 meses	Compromissos de duração de alguns meses
	Até 1 dia	Compromissos renegociados com alta frequência (por exemplo, mercado do dia seguinte)




Antecedência do acionamento

Este é um importante fator de flexibilidade do mecanismo e se refere ao tempo de antecedência que o consumidor tem para reduzir a sua demanda.

	Contratual	Ao firmar o contrato o consumidor já sabe quando será acionado (por exemplo, há um perfil tarifário fixo)
	1 dia	Por volta de 24 horas antes, o consumidor é informado se seu produto de resposta da demanda será acionado
	Segundos	O acionamento se dá no curtíssimo prazo (resposta da demanda com característica de serviço ancilar)




Duração máxima do acionamento

Esta dimensão se refere ao período de tempo que o operador pode solicitar que o consumidor passe reduzindo o seu consumo e pode variar de minutos a meses.

	Inferior a 15 minutos	Acionamentos de curta duração
	Entre 3 e 8 horas	Acionamentos de duração capaz de cobrir todo o período do horário de ponta
	Potencialmente meses	Ou não há limite de duração explícito, ou este limite é de múltiplas semanas




Frequência máxima do acionamento

Neste caso trata-se do limite de vezes que o operador pode acionar o consumidor em um período de tempo. Destaca-se que usualmente esta dimensão está associada a anterior.

	Até 5 por ano	Acionamentos garantidamente raros, poucas vezes ao ano
	Até 1 por mês	Até um acionamento por mês (ainda que raro na prática)
	Sem limite	Acionamentos podem ocorrer com a frequência que o operador julgar necessária




Frequência e tolerância das penalidades

No desenho da Resposta da Demanda é importante determinar quais os parâmetros que qualificam o consumidor a ser penalizado e quais são estas penalidades.

	Penalidades raras	Penalidades ocorrem raramente (podem ser muito altas quando ocorrem, e.g. ruptura do contrato)
	Intermediária	Estabelecimento de critérios de tolerância e penalidades em caso de não-cumprimento
	Penalidades frequentes	Penalidades ocorrem com frequência (mas tendem a ser menos financeiramente impactantes)

Restrição de participação

Por fim, outro aspecto importante no desenho destes mecanismos é a classificação dos agentes aptos a participarem do programa. A depender das demais dimensões, pode ser necessário algum tipo de adequação ou condição de medição, por exemplo.

	Apenas medidor	Nenhuma exigência a não ser ter um medidor adequado para produto de resposta da demanda
	Restrições brandas	A maior parte dos consumidores pode atender, mas restrito em função do tamanho, localidade, ou classe de consumo
	Extremamente restrito	Limitado a um número seletivo de consumidores

Avaliação de mecanismos adotados em mercados internacionais

Apesar de ainda incipiente no Brasil, diferentes programas de Resposta da Demanda são adotados em diferentes mercados há bastante tempo. Destaca-se que os mecanismos são, naturalmente, desenhados considerando as particularidades de cada país e, por isso, não existe necessariamente um padrão a ser perseguido pelo Brasil quando da implementação de um programa estrutural de RD.

Quando são analisados os mecanismos adotados em outros países observa-se que o tipo de remuneração mais comum é o “por acionamento” – aquele que envolve um preço fixo e montante variável. No entanto, outros tipos de remuneração são observados, como o exemplo dos EUA que possuem um programa cuja remuneração é por disponibilidade e outro, como também no caso da Colômbia e França, em que esta remuneração é variável. Destaca-se que programas com mais de um tipo de remuneração podem existir e eventualmente compor um portfólio interessante de produtos a serem ofertados ao mercado.

No caso da linha base, a experiência internacional apresenta um consenso quanto a utilização da média móvel para estimar este parâmetro. No entanto, conforme destacado anteriormente, existem outros métodos alternativos, mais sofisticados, como o modelo multiplicativo de decomposição de séries temporais e o retângulo de dois períodos de referência.

Quanto a duração do compromisso para redução do consumo, não há um padrão observado nos mercados internacionais. O que se tem na prática é que este compromisso pode ser de curtíssimo prazo até casos mais extremos, como no caso da França em que os leilões garantem a remuneração por redução da demanda ao longo de sete anos.

Além disso, há também casos em que a solicitação do acionamento se dá no mesmo dia em que a redução precisa ocorrer, em que a antecedência pode variar de 30 minutos a cinco segundos antes do acionamento. Os países que apresentam este mercado de energia *intraday* são os Estados Unidos nos programas de PJM e a França no programa de cargas interruptíveis.

Outras duas características mapeadas são a duração máxima do acionamento, ou seja, o período máximo que o consumidor pode passar respondendo a solicitação de demanda do operador, e a frequência máxima do acionamento, que limita a um número de vezes ou de horas em que o recurso pode ficar acionado. A variação destes critérios entre os programas é alta, já que pode não haver um limite pré-estabelecido, assim como este pode ser rigoroso, concentrando o acionamento entre uma e dez horas até um montante máximo acumulado por determinado período.

Quanto ao descumprimento do compromisso firmado entre as partes, observa-se um consenso no mercado quanto a aplicação de penalidades quando a resposta da demanda for insuficiente ao requerido pelo operador – que na maioria das vezes cobra os devidos custos. A única exceção se dá no programa de Resposta Econômica e os Produtos Energia do PJM, nos Estados Unidos, em que a penalidade ocorre quando há desvios significativos, ou seja, é rara e extrema para o consumidor.

Por fim, a última classificação de produto de resposta da demanda consiste na restrição de participação de agentes nos programas analisados, sendo a mais branda a exigência por um medidor de algum tipo para registro do consumo dos agentes ofertantes. Enquanto alguns programas especificam tecnologias necessárias aos medidores, outros como o programa de DDV da Colômbia delimitam a participação a grandes consumidores cujo ponto de conexão detenha consumo que cumpra as condições de precisão.

Ainda mais específico, o programa de Mercado de Capacidade na França exclui a participação de consumidores que usem geradores a diesel e que sejam cargas interruptíveis, e o Mercado de Energia apenas permite a participação de ofertantes que possuam um certificado de capacidade de redução de carga de, no mínimo, 100kW. Ademais, para ofertar energia como resposta da demanda tanto no CAISO quanto no PJM, nos Estados Unidos, é necessário obter uma certificação que traz suas próprias restrições, como capitalização mínima e convênio com a distribuidora responsável pela região em que atua.

ANEXO E – DESCRITIVO DAS FERRAMENTAS UTILIZADAS

Essa seção tem o objetivo de apresentar um descritivo simplificado dos softwares utilizados para a simulação dos cenários apresentados. Todos os softwares apresentados a seguir foram desenvolvidos pela PSR.

Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP): modelo de despacho estocástico para sistemas elétricos com uma representação detalhada das redes de transmissão e de gás, utilizado em estudos de operação de longo, médio e curto prazo.

OptGen: modelo de planejamento da expansão de longo prazo que determina as decisões de mínimo custo de quanto e quando construir, aposentar e reforçar a capacidade de geração, a rede de transmissão e dutos de gás natural.

Time Series Lab (TSL): ferramenta de modelagem renovável que produz cenários sintéticos de geração das fontes intermitentes de Energia Renovável Variável (ERV).

OptFolio: ferramenta analítica que visa ajudar os tomadores de decisão a gerenciar portfólios de projetos de energia levando em consideração os riscos de mercado envolvidos.

SCE: modelo que simula as regras comerciais adotadas pela CCEE para liquidação financeira no mercado brasileiro de eletricidade e seus principais efeitos nas empresas.

OptContract: modelo de otimização que calcula o ótimo equilíbrio entre o mercado livre e o mercado regulado.

OptPrice: funcionalidade dentro do OptContract que calcula preços de energia no mercado livre convencional, considerando as regras e regulamentações do setor elétrico brasileiro.

ANEXO F – MANUAL DO SDDP

SDDP

Manual de Metodologia

VERSÃO 17.1



PSR

Sumário

1	Introdução	1
2	Otimização Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos.....	2
2.1	Modelo dos componentes básicos do sistema	2
2.2	Problema de despacho hidrotérmico	4
2.3	Formulação do problema.....	5
2.4	Enfoque de solução com base no espaço de estados.....	7
2.5	Representação alternativa da correlação serial	12
2.6	Limitações do esquema PDE	13
2.7	O esquema de PD Dual DP	14
2.8	Representação da correlação serial na PDDE	18
3	Despacho de uma Etapa: Formulação Básica.....	22
3.1	Formulação do problema.....	22
3.2	Função objetivo.....	22
3.3	Restrições operativas básicas	23
3.4	Função de custo futuro	26
4	Restrições Operativas Adicionais – Hidroelétricas	27
4.1	Vertimento não controlável.....	27
4.2	Restrições de segurança operativa nos reservatórios – volume de alerta.....	27
4.3	Restrições de segurança dos reservatórios – volumes mínimos operativos.....	28
4.4	Restrições de segurança dos reservatórios – volumes máximos operativos	28
4.5	Restrições de segurança dos reservatórios – volume de espera.....	28
4.6	Restrições na defluência total.....	29
4.7	Restrições de regulação em usinas fio d’água	29
4.8	Irrigação	30
4.9	Modelo de volume morto	30
4.10	Canal de fuga.....	32
4.11	Geração em função da afluência	34
4.12	Curva de aversão a risco	36
4.13	Energia de alerta para um conjunto de reservatórios	37
4.14	Energia mínima de segurança para um conjunto de reservatórios.....	37

4.15	Energia de espera para um conjunto de reservatórios.....	38
5	Restrições Operativas Adicionais – Usinas Térmicas.....	39
5.1	Usinas térmicas com custos lineares por parte	39
5.2	Usinas térmicas must-run	40
5.3	Restrições de geração mínima para grupos de usinas térmicas.....	40
5.4	Restrições de geração	41
5.5	Usinas térmicas multi-combustível.....	41
5.6	Usinas térmicas tipo commitment.....	42
5.7	Usinas térmicas com contrato de combustível.....	43
5.8	Limites no consumo de combustível.....	45
5.9	Limites na taxa de consumo de combustível	45
6	Restrições Operativas Adicionais – Reserva de Geração.....	47
6.1	Reserva rodante	47
6.2	Restrições de reserva de geração	47
7	Fontes de Energia Renovável	49
8	Rede de Transporte de Energia	50
8.1	Modelo de interconexão.....	50
8.2	Modelo de fluxo de potência linearizado	52
8.3	Representação das perdas	57
9	Disponibilidade e Transporte de Gás Natural	61
9.1	Produção de gás.....	61
9.2	Transporte de gás	62
9.3	Balço térmico na simulação da rede de gás.....	62
10	Usinas Térmicas com Custos de Emissão de CO2	64
11	Classificação das Restrições	65
12	Dicionário de Variáveis	66
13 Bibliografia	72
A.	Programação Dinâmica Dual Estocástica	73

A.1	Formulação do problema.....	73
A.2	Passos do algoritmo SDDP	73
A.2.1	Seleção do conjunto inicial de estados	73
A.2.1	Estados iniciais de armazenamento	74
A.2.1	Estados iniciais de afluências	74
A.2.2	Cálculo da função aproximada de custo futuro	74
A.2.2	Geração de N cenários de afluências condicionadas	74
A.2.2	Solução do problema operativo	74
A.2.2	Cálculo das derivadas	75
A.2.2	Cálculo da aproximação da função de custo futuro.....	76
A.2.2	Atualização da função de custo futuro da etapa anterior	76
A.2.3	Cálculo do limite inferior	77
A.2.4	Cálculo do limite superior	77
A.2.4	Estados iniciais de armazenamento	77
A.2.4	Estados iniciais de afluências	77
A.2.4	Simulação operativa	77
A.2.4	Atualização do estado inicial de armazenamento	78
A.2.4	Obtenção do limite superior	78
A.2.5	Verificação da otimalidade.....	78
B.	Modelo Estocástico de Afluências.....	80
B.1	Objetivo.....	80
B.2	Modelo de afluências a um único reservatório	80
B.2.1	O Modelo ARP(1).....	80
B.2.1	Introdução	80
B.2.1	Relação entre o parâmetro autoregressivo e a correlação de afluências	81
B.2.1	O vetor de ruídos transformados	82
B.2.2	Modelo de ajuste.....	84
B.2.3	Verificação do modelo.....	84
B.2.3	Independência dos ruídos	84
B.2.3	Ruídos normalizados	85
B.2.3	Pontos fora da curva	85

B.3	Modelo multivariado para múltiplos reservatórios	85
B.4	Geração sintética de afluências	86
B.5	Representação de variáveis climáticas exógenas	87
B.5.1	Escolhendo o fator de ponderação	87
B.5.2	Modelo de ajuste.....	88

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta os conceitos gerais do algoritmo de programação dinâmica estocástica dual utilizado pelo modelo SDDP.

As variáveis utilizadas para apresentar os algoritmos estão descritas em tabelas com quatro colunas como segue:

Nome	Descrição	Unidade	Tipo
ex. $v_{t+1}(i)$	ex. volume da usina i no início da etapa t	$hm3$	V (variável de decisão) ou D (dado de entrada)

2 OTIMIZAÇÃO ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelo dos componentes básicos do sistema

2.1.1 Usinas térmicas

Em um sistema térmico “puro” ou custo operativo de cada usina depende basicamente do custo de seu combustível. Portanto, representa-se uma usina térmica por seu custo operativo unitário $\{c_j, j = 1, \dots, J\}$ (\$/MWh) e sua capacidade de geração:

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (2.1)$$

onde:

j	índice das usinas térmicas		
J	número de usinas térmicas		
$g_t(j)$	energia produzida na usina j na etapa t	MWh	V
$\bar{g}(j)$	capacidade de geração da usina j	MWh	D

2.1.2 Usinas hidroelétricas

A Figura 2.1 mostra um diagrama esquemático de uma usina hidroelétrica.

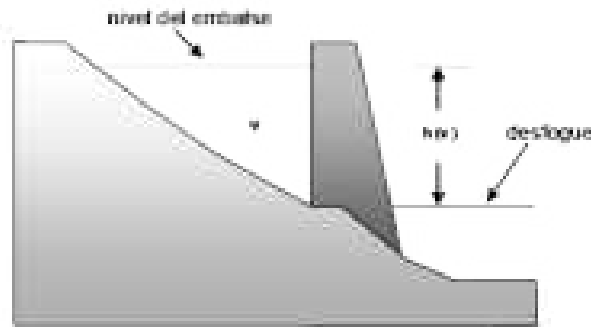


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

A operação da usina representa-se através das seguintes equações:

2.1.2.1 Balanço hídrico

Representa o acoplamento em etapas consecutivas, como está ilustrado na Figura 2.2: o armazenamento ao final da etapa t (início da etapa $t + 1$) é igual ao armazenamento inicial menos o volume defluente (turbinação, vertimento e irrigação) mais o volume afluente (afluentes laterais somadas às defluências das usinas localizadas imediatamente a montante):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m \in U_i} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2.2)$$

para $i = 1, \dots, I$

onde

i indexa as usinas hidroelétricas

I	número de usinas		
$v_{t+1}(i)$	volume armazenado na usina i ao final da etapa t	m^3	V
$v_t(i)$	volume armazenado na usina i no início da etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	afluência lateral afluente à usina i na etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	irrigação na usina i na etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violação da irrigação da usina i na etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volume turbinado na etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volume vertido na etapa t	m^3	V
$m \in U_i$	conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i		

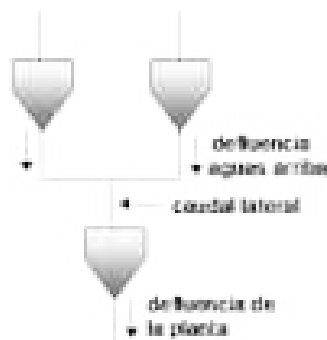


Figura 2.2 – Balanço hídrico

2.1.2.2 Limites no armazenamento e na defluência

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.3)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.4)$$

onde:

$\bar{v}(i)$	Capacidade de armazenamento da usina i	m^3	D
$\bar{u}(i)$	Capacidade de turbinamento da usina i	m^3	D

2.1.2.3 Produção de energia

As usinas hidroelétricas convertem a energia potencial da água armazenada em energia cinética, a qual se usa para mover as turbinas acopladas a geradores. A energia produzida em uma determinada hidroelétrica i pelo turbinamento de $u(i) m^3$ se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \quad (2.5)$$

onde:

$g_t(i)$	energia gerada na hidroelétrica i , na etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de produção na hidroelétrica i	MWh/ m^3	D
$u_t(i)$	turbinamento na hidroelétrica i , na etapa t	m^3	V

O coeficiente de produção $\rho(v_t(i))$ é calculado por:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(v_t(i)) \quad (2.6)$$

onde

$\eta(i)$	eficiência do conjunto turbina/gerador da hidroelétrica i	D
ϕ	massa específica da água	kg/m ³ D
γ	fator gravitacional	m/s ² D
$h(vt(i))$	altura de queda líquida – diferença entre o nível do reservatório da hidroelétrica i e o nível a jusante (Figura 2.1)	m D

2.1.3 Demanda

A demanda de energia elétrica é representada por uma equação em que a soma da energia produzida (nas centrais térmicas y hidroelétricas) deve ser igual à demanda (mensal ou semanal), isto é:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensal ou semanal) de energia elétrica	MWh	D
-------	---	-----	---

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características do problema

O objetivo do despacho hidrotérmico é determinar uma política para utilização da água nos reservatórios que minimize o valor esperado do custo operativo total (dado pelo custo de combustível mais as penalizações por racionamento) durante ou período de estudo. Como mostra a Figura 2.3, pode-se representar este problema como uma árvore de decisões.

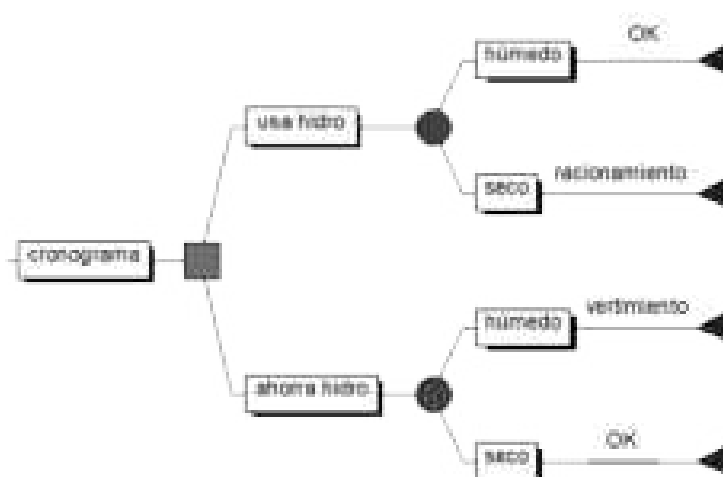


Figura 2.3 – Processo de decisão do despacho hidrotérmico

Como mostra a figura, o operador tem as opções de usar a energia hidro hoje, e com isto reduzir os custos da energia térmica complementar, ou de armazená-la para uso futuro. Se a decisão hoje é utilizar a energia de base hidro e no futuro as afluências são altas – permitindo encher os reservatórios – diz-se que a operação foi eficiente. Entretanto, se ocorre uma seca no futuro, os reservatórios não se recuperarão, e será necessário utilizar geração térmica mais cara, ou até mesmo interromper o fornecimento da demanda.

Por outro lado, se a decisão de hoje é armazenar a água para uso futuro através do uso mais intenso de geração térmica, e as aflúências futuras forem altas será necessário verter água, que significa um desperdício de energia. Entretanto, se ocorre uma seca no futuro, a água armazenada hoje poderá ser utilizada para evitar a utilização de geração térmica mais cara ou mesmo de um racionamento de energia.

2.3 Formulação do problema

A Figura 2.4. mostra a formulação do problema de despacho hidrotérmico estocástico para o caso de uma usina e uma árvore de aflúências com três etapas.

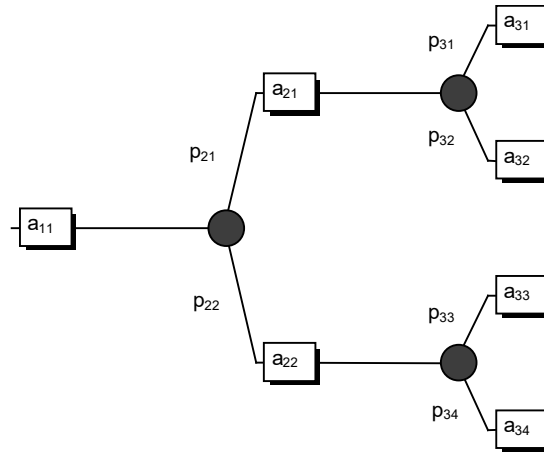


Figura 2.4 – Árvore de cenários de aflúências

onde:

a_{ts}	aflúência na etapa t , cenário s	m^3	D
p_{ts}	probabilidade condicionada do cenário s de aflúência na etapa t	p.u.	D

O problema de despacho estocástico pode ser formulado como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] \\ & + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})] \end{aligned} \quad (2.7)$$

sujeito a

(a) restrições de balanço hídrico

$$\begin{aligned} v_{21} &= v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11} \\ v_{31} &= v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21} \\ v_{41} &= v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31} \\ v_{42} &= v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32} \\ v_{32} &= v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22} \\ v_{43} &= v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33} \\ v_{44} &= v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34} \end{aligned}$$

(b) restrições de armazenamento e defluência

$$v_{t+1,s} \leq \bar{v}; \quad u_{t,s} \leq \bar{u} \quad \text{para todas as etapas } t; \text{ todos os cenários } s$$

onde:

$u_{t,s}$	decisão operativa da usina hidro (volume turbinado) na etapa t , cenário s	m^3	V
$c_t(u_{t,s})$	custo da geração térmica necessária para complementar a decisão hidro	\$	V
$v_{t+1,s}$	nível de armazenamento do reservatório ao final da etapa t , cenário s	m^3	V
$s_{t,s}$	volume vertido na etapa t , cenário s	m^3	V

A função de complementação térmica $c_t(u_{t,s})$ representa-se implicitamente através da solução do seguinte problema de programação linear (PL):

$$c_t(u_{t,s}) = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^J c_t(j) \times g_t(j) \quad (2.8)$$

sujeito a

(c) restrições de atendimento à demanda

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho \times u_{ts} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

(d) restrições de capacidade de geração térmica

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J, \text{ para } t = 1, \dots, T$$

onde:

j	indexa as usinas térmicas		
J	número de usinas		
$c_t(j)$	custo operativo da usina j	\$/MWh	D
$g_t(j)$	produção de energia da usina j na etapa t	MWh	V
$\bar{g}(j)$	capacidade de produção da usina j	MWh	D
d_t	demanda na etapa t	MWh	D
ρ	coeficiente de produção da usina hidro (neste exemplo é uma constante)	MWh/ m^3	D

Em teoria, pode-se resolver o problema (2.8) com algoritmos convencionais de programação linear (LP). Entretanto, a dimensão do problema para sistemas reais é demasiado grande, pois dezenas de usinas hidro estão modeladas e o horizonte de planeamento é de vários anos. A razão é que o número de ramos da árvore de decisões aumenta exponencialmente com o número de etapas do estudo. Esta limitação de formulações do problema de despacho com base em árvores de decisão tem motivado o desenvolvimento de esquemas de solução com base no espaço de estados, que se descrevem a seguir.

2.4 Enfoque de solução com base no espaço de estados

2.4.1 Custos imediatos e futuros

Como mostra a Figura 2.5, o problema de despacho decompõe-se em vários subproblemas de uma etapa, onde o objetivo é minimizar a soma dos custos operativos *imediatos e futuros*.

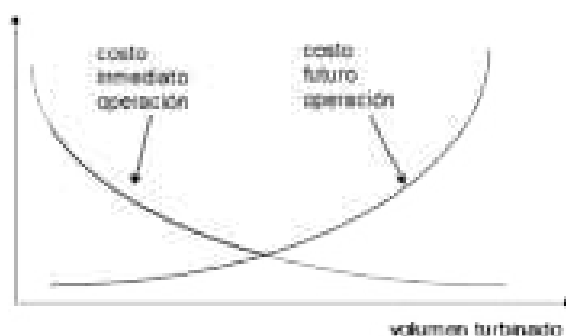


Figura 2.5 – Custos imediatos e futuros × volume turbinado

A função de custo imediato (FCI) corresponde à função de complementação térmica $c_t(u_t)$ discutida na seção anterior. Observa-se na Figura que o total (e custo) desta complementação térmica diminui com o aumento do volume turbinado. Por outro lado, a função de custo futuro (FCF) reflete o valor esperado do custo da geração térmica da etapa $t + 1$ até o final do período de estudo. Observa-se que a FCF aumenta com o aumento do volume turbinado, pois menos energia hidro estará disponível no futuro para deslocar geração térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de uma etapa

Dado o armazenamento inicial v_t e a função de custo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, pode-se formular o problema de despacho como:

$$z_t = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.9)$$

sujeito a

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Diferentemente do problema de otimização estocástico (2.8), que é de grande porte, o problema de despacho de uma única etapa (2.9) pode ser resolvido com facilidade, através de técnicas “standard” de programação linear (LP).

2.4.3 Função de custo futuro

2.4.3.1 Enumeração de todos os estados futuros

O cálculo da função de custo futuro é o tema chave deste esquema de espaço de estados. Em teoria, pode-se calcular $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ através de uma simulação da operação do sistema no futuro para diferentes valores iniciais de armazenamento, como está ilustrado na Figura 2.6 a seguir.

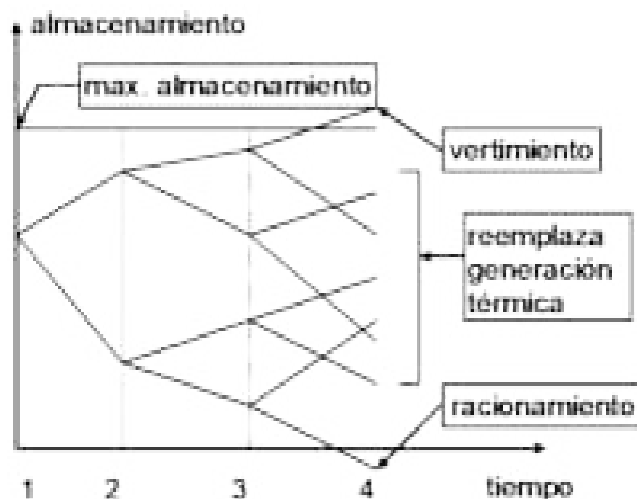


Figura 2.6 – Cálculo da FCF através de simulações operativas

Entretanto, este esquema de “força bruta” tem as mesmas desvantagens computacionais que a formulação do problema através de uma árvore de cenários. Um esquema mais eficiente de realizar este cálculo é a recursão de programação dinâmica estocástica (PDE), que se descreve a seguir:

2.4.3.2 Recursão de PDE

- a) Para cada etapa t (tipicamente uma semana ou mês) definem-se um conjunto de estados do sistema indexados por $m = 1, \dots, M$; por exemplo, níveis de armazenamento em 100%, 90%, etc. Até 0%. A Figura 2.7 ilustra a definição dos estados do sistema para um único reservatório. Observe que se supõe conhecido o estado inicial (i.e. o nível de armazenamento no início da primeira etapa).

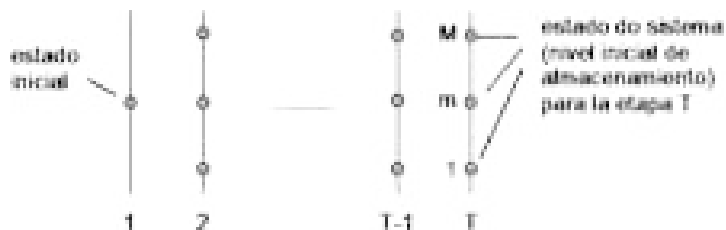


Figura 2.7 – Definição dos estados do sistema

- b) Iniciando da última etapa, T, resolva o problema de despacho de uma etapa (2.9) supondo que o armazenamento inicial é o primeiro valor do conjunto definido no passo (a) – por exemplo, 100%. Dado que é a última etapa, a função de custo futuro é igual à zero. Para considerar a incerteza hidrológica, resolva o problema de despacho para K cenários de afluências, que representam os distintos valores possíveis de afluências na etapa. A Figura 2.8 ilustra o procedimento.

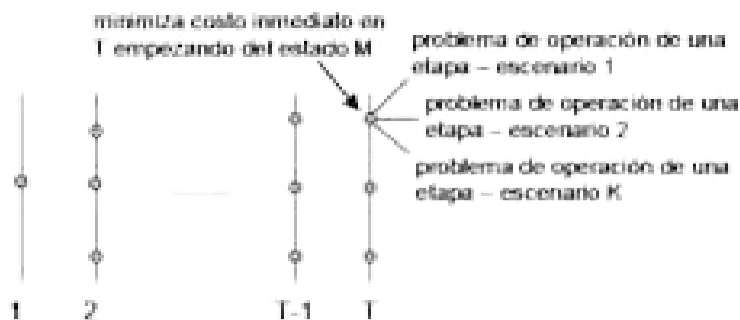


Figura 2.8 – Cálculo da estratégia ótima – última etapa

- c) Calcule o valor esperado do custo operativo associado ao nível de armazenamento 100% como o valor médio dos custos dos K subproblemas de uma etapa. Com isto obtém-se o primeiro ponto da função de custo futuro para a etapa $T - 1$, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Repita o procedimento de cálculo do valor esperado do custo operativo para cada um dos estados de armazenamento inicial na etapa T. Interpole os custos entre os estados calculados para obter a FCF $\alpha_T(v_T)$ para a etapa $T - 1$ (ver Figura 2.9)

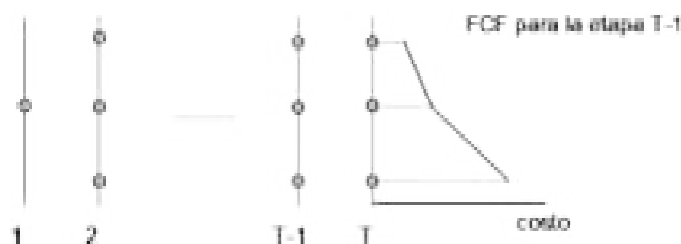


Figura 2.9 – Cálculo da FCF para a etapa T-1

- d) Repita o procedimento para cada um dos estados selecionados da etapa $T - 1$, como mostra a Figura 2.10. Observe que o objetivo agora é minimizar a soma do custo operativo imediato da etapa $T - 1$ mais o valor esperado do custo futuro, dado pela FCF calculada no passo anterior.

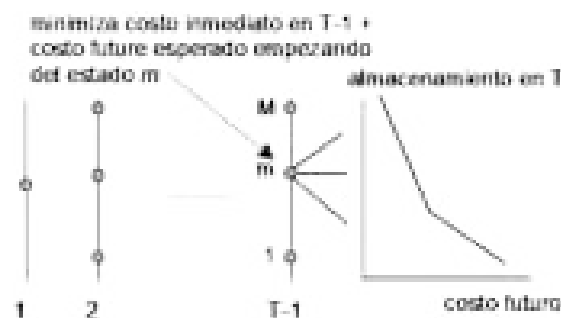


Figura 2.10 – Cálculo dos Custos Operacionais para a Etapa T-1 e FCF calculada na etapa T

- e) Repita o procedimento do passo (d) para as outras etapas $T - 2, T - 3$ etc. até a primeira etapa.

2.4.3.3 Implementação do esquema SDP

Inicialize a FCF da última etapa $\alpha_{T+1}(v_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada valor de armazenamento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada cenário de afluências $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resolva o problema de despacho (2.9) para v_t^m e afluência a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.10)$$

sujeito a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fim do "loop"

Calcular os custos operativos considerando todos os cenários de afluências:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fim do "loop"

Criar uma função de custo futuro $\alpha_t(v_t)$ para a etapa anterior por interpolação dos valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \dots, M\}$

Fim do "loop"

2.4.4 Representação da dependência temporal das afluências

A maior parte das afluências apresenta uma correlação serial, isto é, se a afluência do mês passado foi mais "seca" que a média, existe uma tendência para que a afluência do mês corrente também o seja. Isto se deve ao efeito dos aquíferos subterrâneos, que funcionam como "capacitores" (a taxa de esvaziamento do aquífero depende do volume total absolvido no passado). Pode-se representar esta correlação por uma cadeia de Markov, onde p_{kl} é a probabilidade de transição da afluência a_t^k na etapa t para a afluência a_{t+1}^l na etapa $t + 1$:

$t+1 \rightarrow$ $t \downarrow$	a_{t+1}^1	...	a_{t+1}^l	...	a_{t+1}^L
a_t^1	p_{11}	...	p_{1l}	...	p_{1L}
...
a_t^k	p_{k1}	...	p_{kl}	...	p_{kL}
...
a_t^K	p_{K1}	...	p_{Kl}	...	p_{KL}

A função de custo futuro no esquema PDE tem agora duas variáveis de estado: o armazenamento no início da etapa t e a afluência durante a mesma etapa. A implementação da PDE com duas variáveis de estado se apresenta a seguir:

Inicialize a função de custo futuro da última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nível de armazenamento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada cenário de afluências $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resolva o problema de despacho para ou volume inicial v_t^m e afluência a_t^k onde o objetivo é minimizar a soma do custo imediato mais o valor esperado do custo futuro, calculado para todas as transações de a_t^k para $\{a_{t+1}^l\}$ na próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m, a_t^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \sum_{l=1}^L p_{kl} \times \alpha_{t+1}(v_{t+1}^k, a_{t+1}^l) \quad (2.11)$$

sujeito a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1}^k \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fim do "loop"

Fim do "loop"

Construa a função de custo futuro $\alpha_t(v_t, a_t)$ para a etapa anterior interpolando os valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_t^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$

Fim do "loop"

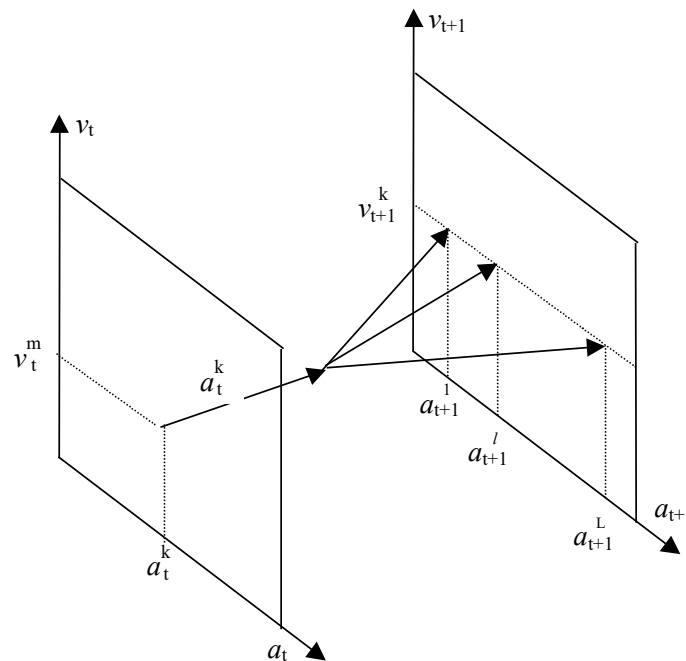


Figura 2.11 – PDE com a_t como variável de estado

2.5 Representação alternativa da correlação serial

Uma maneira alternativa – e equivalente em termos matemáticos – de representar as correlações seriais é usar como variável de estado a afluência da etapa anterior, a_{t-1} (Figura 2.12). Neste caso, o procedimento passa a ser:

Inicialize a função de custo futuro da última etapa $\alpha_{T+1}(v_t, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nível de armazenamento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada cenário de afluências anteriores $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \dots, a_{t-1}^k, \dots, a_{t-1}^K$

Repita para cada afluência condicionada em $a_{t-1}^k: a_t = a_t^1, \dots, a_t^l, \dots, a_t^L$

Resolva o despacho para os valores para v_t^m y a_t^l :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \quad (2.12)$$

sujeito a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fim do “loop”

Calcule o custo operativo esperado sobre todos os cenários de afluências:

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^L p_{kl} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fim do “loop”

Fim do “loop”

Construa a função de custo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para a etapa anterior interpolando os valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$.

Fim do “loop”

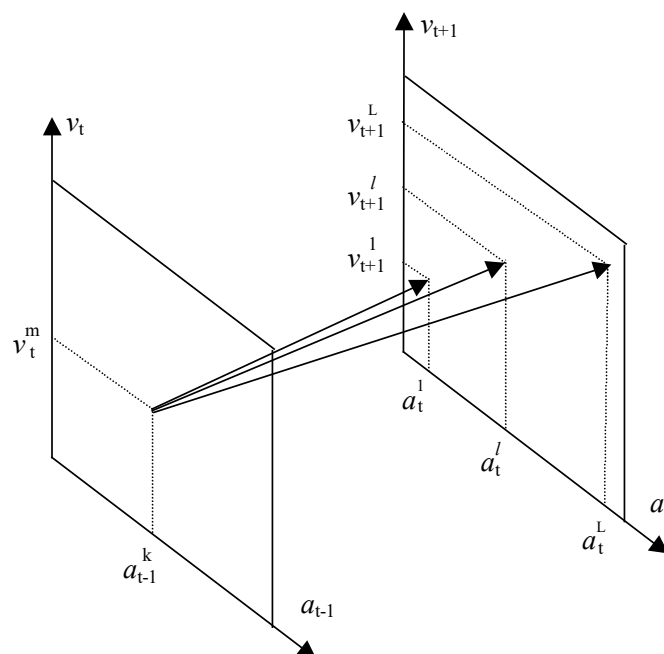


Figura 2.12 – PDE com a_{t-1} como variável de estado

2.6 Limitações do esquema PDE

O esquema PDE tem sido usado por vários anos em vários países com sistemas hidroelétricos. Entretanto, a recursão de PDE requer a enumerar todas as combinações dos valores do armazenamento inicial e das afluências anteriores. Como consequência, o esforço computacional aumenta exponencialmente com o número de reservatórios. Este crescimento de esforço computacional (conhecido como a “maldição da dimensionalidade” da programação dinâmica) está ilustrado na Tabela 2.1, que mostra o crescimento do número de estados com o aumento do número de reservatórios, supondo que os níveis dos reservatórios e as afluências são discretizadas por 20 valores cada.

Tabela 2.1 – Maldição da dimensionalidade

número de reservatórios	número de estados
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160 \text{ mil}$
3	$20^6 = 64 \text{ milhões}$
4	$20^8 \approx 25 \text{ bilhões}$
5	$20^{10} \approx 10 \text{ trilhões}$

Esta limitação computacional incentivou o desenvolvimento de esquemas aproximados de solução, tais como agregação dos reservatórios e programação dinâmica com aproximações sucessivas, onde a política operativa de cada reservatório é calculada em separado, supondo como conhecidas as políticas operativas para os outros reservatórios.

O enfoque utilizado no modelo SDDP está baseado em uma técnica de representação analítica da função de custo futuro, conhecida como programação dinâmica dual estocástica (PDDE). O esquema PDDE não requer a discretização prévia do espaço de estados, característica que

atenua o esforço computacional requerido da recursão do esquema PD estocástico. A técnica de PDDE é aplicada a dezenas de países nas Américas, Europa, Eurásia e Ásia-Pacífico.

2.7 O esquema de PD Dual DP

2.7.1 O algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximação linear por partes da função de custo futuro

O esquema PDDE está baseado no fato que a FCF pode ser representada como uma função linear por partes, isto é, não é necessário criar uma tabela com interpolações. Além disto, mostra-se que a inclinação da FCF ao redor de um dado estado pode ser obtida analiticamente dos multiplicadores Simplex associados à solução ótima do problema de despacho de uma etapa (2.9). A Figura 2.13 ilustra o cálculo por PDDE do custo operativo médio e da inclinação da FCF para a última etapa, estado inicial = 100% (passo (c) do procedimento tradicional de PDE).

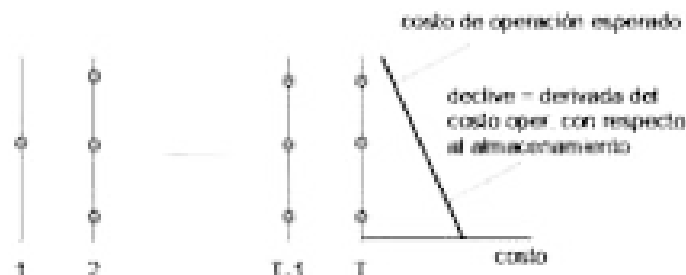


Figura 2.13 – Cálculo do primeiro segmento linear da FCF

Mostra-se a seguir o problema de despacho da última etapa (observe que a FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, está inicializada como igual a zero):

$$\begin{aligned}
 z_T = \quad & \text{Min} \quad c_T(u_T) && \text{multiplicadores} \\
 & \text{Sujeito a} && (2.13) \\
 & v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T && \pi_h \\
 & v_{T+1} \leq \bar{v} && \pi_v \\
 & u_T \leq \bar{u} && \pi_u
 \end{aligned}$$

Da teoria da programação linear, sabe-se que os multiplicadores associados a cada restrição do problema a (2.13) na solução ótima representam a derivada do custo ótimo z_T com relação a pequenas modificações nos valores do lado direito da cada restrição. Em particular, o multiplicador associado à equação de balanço hídrico, π_h , representa a derivada de z_T em relação a uma variação no armazenamento inicial v_T , ou seja:

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \tag{2.14}$$

Observa-se na Figura 2.13 que a expressão (2.14) corresponde à inclinação da FCF para a etapa $T - 1$. O segmento linear pode ser interpretado como uma expansão em series (de primeira ordem) da FCF no entorno do armazenamento inicial v_T .

A Figura 2.14 mostra o cálculo do custo operativo e das inclinações da FCF para cada estado na etapa T . Observa-se que a FCF $\alpha_T(v_T)$ da etapa $T - 1$ é uma superfície linear por partes, onde para cada ponto corresponde ao segmento de custo mais alto (“uma envoltória – convex hull”).

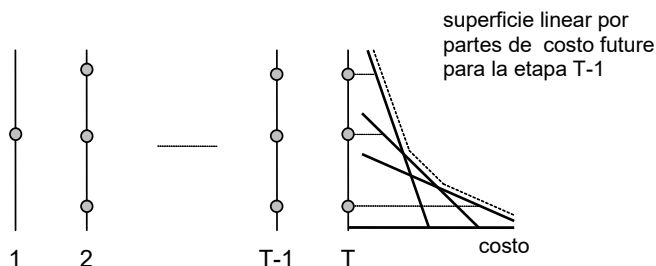


Figura 2.14 – Construção de uma FCF linear por partes para a etapa T-1

Representa-se o problema de despacho hidrotérmico para a etapa anterior $T - 1$ como o seguinte problema de programação linear:

$$\alpha_{T-1}(v_{T-1}) = \text{Min } c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T$$

sujeito a (2.15)

$$v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1}$$

$$v_T \leq \bar{v}$$

$$u_{T-1} \leq \bar{u}$$

$$\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n \quad n = 1, \dots, N$$

A FCF está representada pela variável escalar α_T e por N restrições lineares $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, onde N é o número de segmentos lineares. Como mostra a Figura 2.15, as desigualdades $\{\alpha_T \geq \dots\}$ representam a característica linear por partes desta função (para qualquer v_T , o segmento “ativo” será o do mais alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

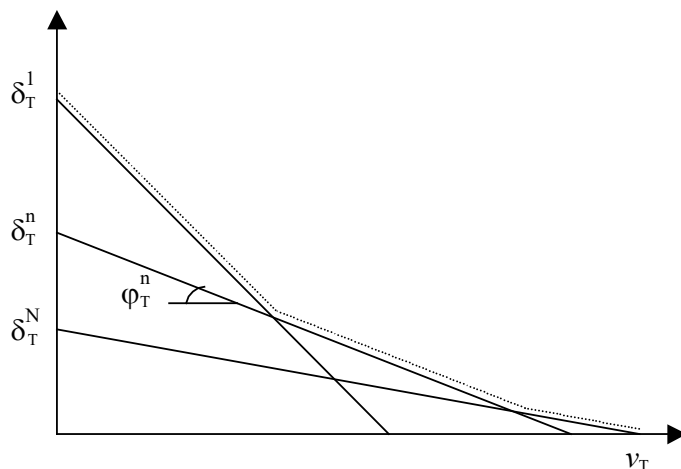


Figura 2.15 – FCF linear por partes

2.7.2 Esquema da recursão “backward”

O procedimento recursivo para cálculo da FCF linear por partes é muito semelhante ao da PDE tradicional, como ilustrado a seguir:

Inicialize o número de segmentos lineares $N = \text{número de armazenamentos iniciais } M$

Inicialize a FCF para a última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n \text{ and } \delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \dots, N$

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para cada nível de armazenamento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$

Repita para cada cenário de aflúências $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resolva o problema de despacho para o volume v_t^m e aflúência a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad \text{multiplicador} \quad (2.16)$$

sujeito a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \quad \pi_{ht}^k$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fim do “loop”

Calcule o coeficiente e o termo constante para o segmento linear m^{th} da FCF da etapa anterior:

$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \pi_{ht}^k \quad \text{and} \quad \delta_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fim do “loop”

Fim do “loop”

2.7.2.1 Cálculo do limite inferior

A primeira vista, não existem diferenças significativas entre o procedimento de PDD e o esquema tradicional de PD. Entretanto, observa-se que, no esquema tradicional a FCF é construída através da interpolação dos valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Isto significa que o número de pontos necessário para representar um sistema de I usinas hidro é pelo menos igual a 2^I combinações de dois pontos extremos para cada reservatório (cheio/vazio).

No algoritmo de PDDE utilizam-se os segmentos para extrapolar os valores da FCF, isto é, não é necessário calcular todas as combinações de pontos para obter FCF completa, ou mesmo aproximada. Além disto, se um conjunto menor de armazenamentos iniciais é utilizado, menos segmentos lineares são gerados. Como mostra a Figura 2.15, a FCF resultante, que consiste do máximo valor sobre um conjunto de segmentos lineares, será um limite inferior à função “real”.

Em consequência disto, a FCF para a primeira etapa será um limite inferior (denominado por \underline{z} para a solução ótima do despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \quad (2.17)$$

2.7.3 Cálculo do limite superior

Caso existisse uma forma de calcular um limite superior, \bar{z} , para o valor da solução ótima seria possível utilizar uma estratégia de aumentar de forma incremental a precisão da solução do problema (isto é, iniciar com um conjunto pequeno de armazenamentos iniciais; calcular limites superior e inferior; e, se necessário, aumentar o número de pontos de armazenamento).

2.7.3.1 Esquema de simulação

Pode-se estimar tal limite superior através de uma simulação Monte Carlo da operação do sistema, fazendo uso do conjunto das FCFs obtidas pelo esquema de recursão “backward”, veja a seção 2.7.2. O resultado do processo de simulação será um limite superior porque a única FCF que resultaria no menor custo operativo médio é a FCF ótima, ou seja, uma simulação operativa com qualquer outra FCF resulta, por definição, em custos operativos mais altos que os obtidos com a FCF ótima.

O esquema de simulação para o cálculo do limite superior pode ser implementado nos seguintes passos:

Defina um conjunto de cenários de afluências $a_t = \{a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M\}$ para $t = 1, \dots, T$

Repita para cada cenário $a_t = a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M$

Inicialize o armazenamento para a etapa 1 como $v_t^m = v_1$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Resolva o despacho para ou armazenamento v_t^m e afluência a_t^m

$$\text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad (2.18)$$

sujeito a

$$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$$

$$v_{t+1}^m \leq \bar{v}$$

$$u_t^m \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fim do “loop”

Calcule o custo operativo total z^m para ou cenário m como a soma de todos os custos imediatos durante ou período de estudo:

$$z^m = \sum_{t=1}^T c_t(u_t^m)$$

Fim do “loop”

2.7.3.2 Intervalo de confiança

Estima-se o valor esperado do custo operativo pela média dos custos considerando todos os cenários de afluências:

$$\hat{z} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T z^m \quad (2.19)$$

A utilização de simulação Monte-Carlos para o cálculo de limite superior permite que se calcule a incerteza em torno do valor “verdadeiro” (de população) de \bar{z} . O intervalo de confiança a 95% é:

$$\bar{z} \in [\hat{z} - 1.96 \times \hat{\sigma}; \hat{z} + 1.96 \times \hat{\sigma}] \quad (2.20)$$

onde $\hat{\sigma}$ é o desvio padrão do estimador dado por:

$$\hat{\sigma} = \frac{1}{M-1} \sqrt{\sum_{m=1}^M (z^m - \bar{z})^2} \quad (2.21)$$

2.7.4 Verificação da otimalidade

Obtém-se a solução ótima quando o limite inferior \underline{z} calculado em (2.17) está no intervalo de confiança definido em (2.20). Observa-se que, devido a efeitos de variação amostral, o limite inferior pode exceder o médio estimado \hat{z} .

2.7.5 Nova iteração

Caso o valor obtido para o limite inferior esteja fora do intervalo de confiança, deve-se proceder com uma nova iteração, isto é, uma nova recursão “backward”, utilizando um novo conjunto de valores de armazenamento. Os candidatos naturais para os novos valores são os volumes $\{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$ obtidos no passo de simulação.

Finalmente, é interessante observar que os valores calculados em iterações anteriores para a FCF (segmentos lineares) são mantidos na representação da FCF, pois a FCF é uma função linear por partes que consiste do máximo sobre todos os segmentos ou, em outras palavras, é possível que a FCF seja aperfeiçoado gradualmente.

2.8 Representação da correlação serial na PDDE

A representação da correlação serial na PDDE está baseada em um processo de Markov (modelo linear auto-regressivo) e não uma cadeia de Markov:

$$\frac{(a_t - \mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t \quad (2.22)$$

onde:

μ_t	afluência média
σ_t	desvio padrão
ϕ_1 y ϕ_2	parâmetros do modelo
ξ_t	variável aleatória Independente

Utiliza-se a formulação da seção 2.5, onde as variáveis de estado são o armazenamento no início da etapa t , v_t , e a afluência da etapa anterior, a_{t-1} . Isto está ilustrado nas equações a seguir, que mostram o problema de despacho para a etapa t , com armazenamento inicial v_t^m e afluência anterior a_{t-1}^m :

$$\begin{aligned} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = & \quad \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad \text{multiplicador} \quad (2.23) \\ & \text{sujeito a} \\ & v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l \quad \pi_{ht}^l \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \end{aligned}$$

A afluência para a etapa t , a_t^l , é resultado da aplicação do processo de Markov (2.22), isto é:

$$a_t^l = \sigma_t \times \left[\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l \right] + \mu_t \quad (2.24)$$

onde ξ_t^l é sorteado utilizando uma distribuição de probabilidade correspondente. A aproximação para a FCF da etapa anterior terá dois coeficientes, calculados na solução ótima a partir das derivadas de $\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ com relação à v_t^m e a_{t-1}^m . Calcula-se o primeiro coeficiente como:

$$\partial \alpha_t^l / \partial v_t = \pi_{ht}^l \quad (2.25)$$

O segundo coeficiente é calculado através da regra da cadeia:

$$\partial \alpha_t^l / \partial a_{t-1} = \partial \alpha_t^l / \partial a_t \times \partial a_t / \partial a_{t-1} \quad (2.26)$$

O termo $\partial \alpha_t^l / \partial a_t$ também corresponde ao multiplicador π_{ht}^l , porque tanto v_t^m como a_t^l estão na mesma equação de balanço hídrico. A sua vez, o termo $\partial a_t / \partial a_{t-1}$ calcula-se a partir dos parâmetros do modelo de afluências de (2.24):

$$\partial a_t / \partial a_{t-1} = \sigma_t \phi_1 / \sigma_{t-1} \quad (2.27)$$

O esquema recursivo é implementado como segue:

1) Geração de M seqüências de afluências durante ou período de estudo

Inicialize $\{a_0^m\}, m = 1, \dots, M$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Amostre uma variável aleatória ξ_t^m

Calcule a afluência para a etapa t condicionada à afluência anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^m = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m] + \mu_t$$

Fim do "loop"

Fim do "loop"

2) Recursão Backward

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Recupere o vetor de estado [armazenamento, afluência anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para $l = 1, \dots, L$

Amostre uma variável aleatória ξ_t^l

Calcule a afluência para a etapa t condicionada à afluência anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

Resolva o problema de despacho para v_t^m e a_t^k :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad (2.28)$$

sujeito a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n$$

para $n = 1, \dots, N$

Calcule os coeficientes da aproximação da FCF para a etapa anterior, como está ilustrado em (2.25) - (2.27)

Fim do "loop"

Fim do "loop"

Fim do "loop"

Observe que a_t^l é um valor conhecido na solução do problema de despacho (2.28). Consequentemente, ao termo $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ soma-se o termo constante δ_{t+1}^n . Em outras palavras, dado que as derivadas se calculam de forma analítica, o esforço computacional do esquema da PDDE não se modifica com o aumento das dimensões do espaço de estados.

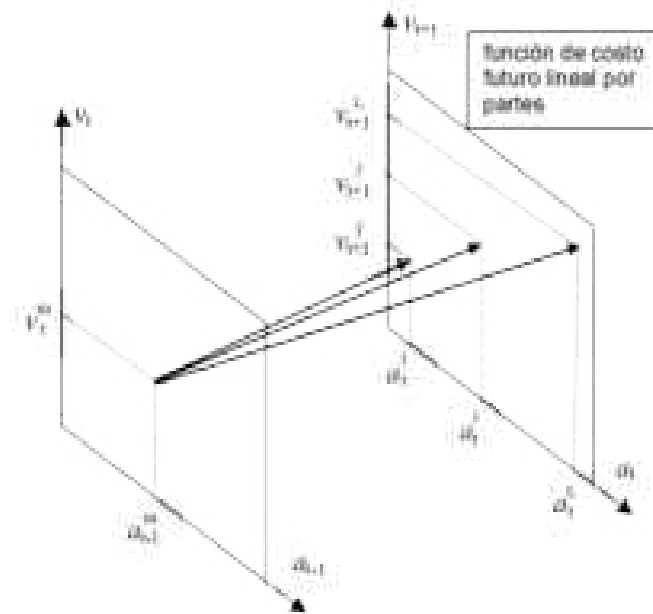


Figura 2.16 – Correlación serial na PDDE

3 DESPACHO DE UMA ETAPA: FORMULAÇÃO BÁSICA

3.1 Formulação do problema

A seguir apresenta-se, com mais detalhes, o cálculo da decisão operativa ótima para cada etapa dos estudos de horizontes de médio e longo prazo. Formula-se o problema de despacho hidrotérmico para a etapa t como:

$$\text{Min } FCI + FCF \quad (3.1)$$

sujeito às restrições operativas básicas da etapa.

3.2 Função objetivo

Como já discutido anteriormente, o objetivo do despacho hidrotérmico é minimizar a soma dos custos operativos imediato e futuro. A função de custo imediato, ou FCI representa-se pela soma dos custos térmicos $c(j) \times g_{tk}(j)$ na etapa t , mais as penalizações por violações de restrições operativas, ou seja:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt} \quad (3.2)$$

onde:

k	índice dos blocos na etapa		
K	número de blocos		
j	índice das usinas térmicas		
J	conjunto de usinas térmicas		
$c(j)$	custo variável de operação da usina j	\$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energia produzida na usina j no tempo t e bloco k	MWh	V
c_{δ}	representa (de maneira genérica) o custo da violação de uma restrição operativa	\$/unidades de violação	D
δ_{gt}	total da violação na etapa t	unidades de violação	V

Por sua vez, como ilustrado na seção 2.4.3, representa-se a função custo futuro, ou somente FCF pela seguinte função:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (3.3)$$

onde

v_{t+1}	armazenamento ao final da etapa t	hm^3	V
a_t	Afluências aos reservatórios durante a etapa t	hm^3	D

Observe que a FCF depende das afluências dado a dependência temporal das vazões, isto é, uma afluência úmida na etapa t indica que em médio as afluências da etapa $t + 1$ também serão úmidas¹.

¹ Esta dependência se representa nos parâmetros do modelo estocástico de vazões.

3.3 Restrições operativas básicas

A seguir, descrevem-se as restrições operativas básicas do problema de despacho. Estas restrições são:

- equações de balanço hídrico
- equação de balanço de baterias
- equações de atendimento à demanda
- limites operativos (limites de armazenamento nos reservatórios/baterias, restrições de turbinamento mínimo e máximo e limites na geração térmica)

3.3.1 Balanço hídrico

Como mostrado na seção 2, a equação de balanço hídrico relaciona o volume dos reservatórios com o volume afluente e o volume defluente como segue:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (3.4)$$

$$+ \sum_{k=1}^K (\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m))$$

para $i = 1, \dots, I$

onde

i	índice das usinas hidroelétricas		
I	conjunto de usinas hidro		
$I_U(i)$	conjunto de usinas que turbinam para a usina i		
$I_S(i)$	conjunto de usinas que vertem para a usina i		
$I_F(i)$	conjunto de usinas que infiltram para a usina i		
$v_{t+1}(i)$	armazenamento final da usina i na etapa t	hm^3	V
$v_t(i)$	armazenamento inicial da usina i na etapa t	hm^3	D
$a_t(i)$	volume lateral afluente à usina i na etapa t	hm^3	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volume evaporado na usina i na etapa t	hm^3	D
$u_{tk}(i)$	volume turbinado pela usina i durante a etapa t , bloco k	hm^3	V
$s_{tk}(i)$	volume vertido pela usina i durante a etapa t , bloco k	hm^3	V
$\phi_{tk}(i)$	volume infiltrado na usina i durante a etapa t , bloco k	hm^3	V

3.3.2 Limites de armazenamento

$$\underline{v}_t(i) \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) \quad \text{for } i = 1, \dots, I \quad (3.5)$$

onde

$\underline{v}_t(i)$	volume mínimo de armazenamento da usina i na etapa t	hm^3	D
$\bar{v}_t(i)$	volume máximo de armazenamento da usina i na etapa t	hm^3	D

3.3.3 Turbinamento mínimo

Dado que pode ser fisicamente impossível atender uma restrição de turbinamento mínimo, isto é, que o problema de despacho de uma dada etapa pode resultar inviável, modela-se variáveis de folga nas restrições de turbinamento mínimo, como ilustrado a seguir:

$$u_{tk}(i) + \delta u_{tk}(i) \geq \underline{u}_{tk}(i) \quad \text{for } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (3.6)$$

onde

$\underline{u}_{tk}(i)$	volume turbinado mínimo para a usina i na etapa t , bloco k	hm^3	D
$\delta u_{tk}(i)$	violação do turbinamento mínimo na etapa t , bloco k	hm^3	V

Na função objetivo se deve incluir a variável de folga com um coeficiente de penalização alto².

3.3.4 Turbinamento máximo

A máxima energia gerada por uma usina hidroelétrica está limitada pelo mínimo valor entre a capacidade da turbina e a capacidade do gerador, como ilustrado pela Figura 3.1.

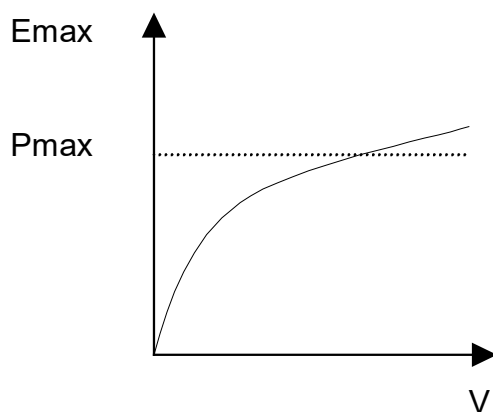


Figura 3.1 – Produção de energia

Formula-se a restrição de turbinamento máximo da seguinte maneira:

$$u_{tk}(i) \leq \text{Min} (\bar{u}_{tk}(i), \bar{g}_{tk}(i) / \rho(v_t(i))) \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (3.7)$$

onde

$\bar{u}_{tk}(i)$	máximo volume turbinável para a usina i , etapa t . Representa a capacidade da turbina	hm^3	D
$\bar{g}_{tk}(i)$	potência máxima da usina i na etapa t . Representa a capacidade do gerador	MW	D
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de produção da usina i na etapa t , calculado em função do volume do reservatório	MWh/hm^3	D

3.3.5 Produção de energia hidroelétrica

$$g_{tk}(i) = \rho(v_t(i)) \times u_{tk}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (3.8)$$

onde

$g_{tk}(i)$	energia produzida por i no bloco k , etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de produção da usina i na etapa t	MWh/hm^3	D

² a valor da penalização deve refletir o "trade-off" entre o custo operativo e o prejuízo de violar a restrição

3.3.6 Limites na geração térmica

$$\underline{g}_{tk}(j) \leq g_{tk}(j) \leq \bar{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (3.9)$$

onde

$g_{tk}(j)$	energia produzida pela usina térmica j no bloco k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	limite de geração mínima da usina j no bloco k	MWh	D
$\bar{g}_{tk}(j)$	limite de geração máxima da usina j no bloco k	MWh	D

Cabe observar que os limites de geração em cada bloco são calculados da seguinte maneira:

$$\bar{g}_{tk}(j) = \bar{g}_t(j) \times h(k) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (3.10)$$

$$\underline{g}_{tk}(j) = \underline{g}_t(j) \times h(k) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (3.11)$$

onde

$h(k)$	duração do bloco k	hour	D
--------	----------------------	------	---

3.3.7 Máxima descarga de bateria

$$ds_k(b) \leq \bar{p}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B; k = 1, \dots, K \quad (3.12)$$

onde

b	índice das baterias		
B	conjunto de baterias		
$ds_k(b)$	descarga da bateria b no bloco k	MWh	V
$\bar{p}(b)$	potência máxima da bateria b	MWh	D

3.3.8 Máxima carga de bateria

$$cr_k(b) \leq \bar{p}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B; k = 1, \dots, K \quad (3.13)$$

onde

$cr_k(b)$	carga da bateria b no bloco k	MWh	V
-----------	-----------------------------------	-----	---

3.3.9 Balanço de energia de bateria

$$vb_{t+1}(b) = vb_t(b) + (\sum_{k=1}^K \beta_c cr_k(b) - ds_k(b)) \quad \text{para } b = 1, \dots, B \quad (3.14)$$

onde

$vb_{t+1}(b)$	carga armazenada na bateria b ao final da etapa t	MWh	V
$vb_t(b)$	carga armazenada inicial da bateria b	MWh	D
β_c	eficiência de carga da bateria b	p.u.	D

3.3.10 Armazenamento máximo de bateria

$$vb_{t+1}(b) \leq \bar{vb}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B \quad (3.15)$$

onde

$\overline{vb}(b)$ armazenamento máximo da bateria b MWh D

3.3.11 Armazenamento mínimo de bateria

$$vb_{t+1}(b) \geq \underline{vb}(b) \quad \text{para } b = 1, \dots, B \quad (3.16)$$

onde

$\underline{vb}(b)$ armazenamento mínimo da bateria b MWh D

3.3.12 Atendimento à demanda

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) + \sum_{b=1}^B (\beta_a(b) \times ds_k(b) - cr_k(b)) = d_{tk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (3.17)$$

onde

β_a eficiência de descarga da bateria b p.u. D
 d_{tk} demanda de energia na etapa t , bloco k MWh D

3.4 Função de custo futuro

Como ilustrado na seção 2.7, a função de custo futuro se representa como um conjunto de restrições lineares, em que cada restrição representa uma linearização da própria função.

$$\begin{aligned} \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) &= \alpha \\ &\text{sujeito a} \\ \alpha &\geq w_t(p) + \sum_{i=1}^I \lambda_{tv}(i, p) \times v_{t+1}(i) + \sum_{i=1}^I \lambda_{ta}(i, p) \times a_t(i) \quad (3.18) \\ &\text{para } p = 1, \dots, P \end{aligned}$$

onde

p índice dos cortes ou linearizações
 P número de cortes ou linearizações da função de custo futuro
 α variável escalar que representa o valor esperado do custo futuro k\$ V
 $w_t(p)$ termo constante do p-ésimo corte k\$ D
 $\lambda_{tv}(i, p)$ coeficiente do volume final do reservatório i no p-ésimo corte k\$/hm³ D
 $\lambda_{ta}(i, p)$ coeficiente da afluência lateral à usina hidroelétrica i no p-ésimo corte k\$/hm³ D

4 RESTRIÇÕES OPERATIVAS ADICIONAIS – HIDROELÉTRICAS

Além das restrições básicas, o modelo SDDP permite considerar uma serie de aspectos adicionais. Vale observar que a representação destes aspectos é opcional e depende das características do sistema em estudo.

4.1 Vertimento não controlável

Para representar reservatórios que não podem verter se não estão completamente cheios, utiliza-se restrições de programação inteira mista, como ilustrado a seguir:

$$x_t(i) \leq v_{t+1}(i) / \bar{v}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.1a)$$

$$s_t(i) \leq M \times x_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.1b)$$

onde

i	índice das usinas hidroelétricas		
I	número de usinas hidroelétricas		
$x_t(i)$	variável de decisão da usina i , na etapa t	$0 - 1$	V
$s_t(i)$	volume vertido da usina i na etapa t	hm^3	V
M	uma constante de grande valor numérico (representa “infinito”)	hm^3	D
$v_{t+1}(i)$	armazenamento final da usina i na etapa t	hm^3	V
$\bar{v}_t(i)$	armazenamento máximo da usina i na etapa t	hm^3	D

4.2 Restrições de segurança operativa nos reservatórios – volume de alerta

O objetivo de utilizar restrições de volume de alerta é penalizar o armazenamento quando este se encontra em situações abaixo de um nível de segurança. Utiliza-se este tipo de restrições, por exemplo, no sistema de Colômbia.

$$v_t(i) + \delta a_t(i) \geq \underline{va}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.2)$$

onde

$\underline{va}_t(i)$	volume de alerta da usina i na etapa t	hm^3	D
$\delta a_t(i)$	violação do volume de alerta da usina i na etapa t	hm^3	V

A variável de folga que representa a violação das restrições de volume de alerta é considerada na função objetivo multiplicada por um coeficiente de penalidade ($\$/hm^3$) que ou deve ser informado pelo usuário ou é calculado automaticamente pelo modelo como sendo:

$1.1 \times [\text{Custo da térmica mais cara } (\$/MWh)] \times [\text{Soma dos coeficientes de produção do reservatório e das usinas a jusante do reservatório}]$

Pela expressão anterior se conclui que o custo para usar o volume de alerta é mais alto que o custo para utilizar a térmica mais cara do sistema. Consequentemente, o volume de alerta somente será utilizado quando todas as usinas térmicas do sistema já estiverem gerando no máximo.

4.3 Restrições de segurança dos reservatórios – volumes mínimos operativos

A curva de volume mínimo operativo representa uma reserva operativa “estratégica”, mais importante que o volume de alerta. Modela-se como:

$$v_t(i) + \delta m_t(i) \geq \underline{vm}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.3)$$

onde

$\underline{vm}_t(i)$	volume mínimo operativo da usina i , etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violação do volume mínimo operativo da usina i na etapa t	hm^3	V

A variável de folga que representa a violação das restrições de volume mínimo operativo é considerada na função objetivo multiplicada por um coeficiente de penalidade ($\$/hm^3$) que ou deve ser informado pelo usuário ou é calculado automaticamente pelo modelo como sendo:

$$1.1 \times [\text{Custo de Racionamento } (\$/MWh)] \times [\text{Soma dos coeficientes de produção do reservatório e das usinas a jusante do reservatório}]$$

Em outras palavras, esta restrição somente não será atendida se é fisicamente impossível, por exemplo, se a afluência de uma dada etapa não for suficiente para encher o reservatório até o nível (novo) especificado pela restrição de volume mínimo operativo.

4.4 Restrições de segurança dos reservatórios – volumes máximos operativos

A curva de volume máximo operativo representa o maior nível aceitável de volume para a operação de um reservatório.

$$v_t(i) + \delta m_t(i) \geq \overline{vm}_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.4)$$

onde

$\overline{vm}_t(i)$	volume máximo operativo da usina i , etapa t	hm^3	D
$\delta m_t(i)$	violação do volume máximo operativo da usina i na etapa t	hm^3	V

A variável de folga que representa a violação das restrições de volume máximo operativo é considerada na função objetivo multiplicada por um coeficiente de penalidade ($\$/hm^3$) que ou deve ser informado pelo usuário ou é calculado automaticamente pelo modelo como sendo:

$$1.1 \times [\text{Custo de Racionamento } (\$/MWh)] \times [\text{Soma dos coeficientes de produção do reservatório e das usinas a jusante do reservatório}]$$

4.5 Restrições de segurança dos reservatórios – volume de espera

A curva de volume de espera representa restrições no volume armazenado no reservatório para controle de inundações. Estas restrições são modeladas da seguinte maneira:

$$v_t(i) \leq \text{Min}(\bar{v}_t(i), \underline{ve}_t(i)) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.5)$$

onde

$$\underline{ve}_t(i) \quad \text{volume de espera da usina } i, \text{ etapa } t \quad hm^3 \quad D$$

4.6 Restrições na defluência total

As restrições na defluência total de uma usina hidro representam restrições de navegação no caso da defluência total mínima e no caso da defluência total máxima tem a função de evitar danos a jusante no caso de inundações.

$$\underline{\Delta}_t(i) \leq u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \delta_{1t}(i) - \delta_{2t}(i) \leq \bar{\Delta}_t(i) \quad (4.6)$$

para $i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K$

onde

$\underline{\Delta}_t(i)$	defluência total mínima da usina i na etapa t	hm^3	D
$\bar{\Delta}_t(i)$	defluência total máxima da usina i na etapa t	hm^3	D
$\delta_{1t}(i)$	violação da defluência mínima da usina i na etapa t	hm^3	V
$\delta_{2t}(i)$	violação da defluência máxima da usina i na etapa t	hm^3	V

As variáveis que representam as violações das restrições de defluência entram na função objetivo com um coeficiente de penalidade ($\$/hm^3$). Os valores de penalidade por violação da defluência total (mínima ou máxima) devem ser informados pelo usuário.

4.7 Restrições de regulação em usinas fio d'água

A maioria das usinas fio d'água tem pequenos reservatórios que permitem pelo menos uma regulação diária, i.e. o volume afluente que chega na hora fora da ponta pode ser armazenados para ser turbinado na hora de ponta. No caso de reservatórios muito pequenos é possível limitar esta transferência através da seguinte restrição:

$$u_{tk}(i) + s_{tk}(i) \geq \phi(i) \times [a_t(i) \times h(k) + \sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m)] \quad (4.7)$$

para $i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K$

onde

$$\phi(i) \quad \text{fator de regulação da usina fio d'água } i \quad \text{p.u.} \quad D$$

Se o fator de regulação $\phi(i) = 1$ é igual a 1 significa que 100% do volume lateral afluente no bloco k (soma da afluência lateral e das defluências das usinas a imediatamente montante) deve ser usado no mesmo bloco, i.e. não existe transferência de energia entre os blocos: trata-se, portanto, de uma usina fio d'água pura. Por outro lado, fator de regulação $\phi(i) = 0$ significa que se pode transferir 100% do volume afluente para produção de energia em qualquer outro bloco. Valores intermediários para $\phi(i)$, entre 0 e 1, refletem uma capacidade parcial de regulação das afluências entre os blocos de uma usina fio d'água.

4.8 Irrigação

A representação de irrigação faz com que se modifiquem as equações de balanço hídrico das usinas com irrigação para considerar uma constante $r(i)$ (que corresponde a os valores especificados para irrigação) e uma variável de decisão $\delta r(i)$ para representar a violação da irrigação especificada, como ilustrado a seguir:

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) + a_t(i) - \varepsilon(v_t(i)) - \sum_{k=1}^K [u_{tk}(i) + s_{tk}(i) + \phi_{tk}(i)] \quad (4.8)$$

$$-r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{k=1}^K (\sum_{m \in I_U(i)} u_{tk}(m) + \sum_{m \in I_S(i)} s_{tk}(m) + \sum_{m \in I_F(i)} \phi_{tk}(m))$$

para $i = 1, \dots, I$

onde

$r_t(i)$	volume retirado da usina i (irrigação) na etapa t	hm^3	V
$\delta r_t(i)$	violação da irrigação da usina i na etapa t	hm^3	V

A variável de folga que representa a violação da irrigação $\delta r(i)$ tem seus limites estabelecidos pelos valores informados para a irrigação de cada etapa, ou seja:

$$\delta r_t(i) \leq r_t(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (4.9)$$

Na função objetivo, a violação da irrigação é penalizada de acordo com opção especificada pelo usuário:

1. Irrigação é prioritária à produção de energia:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{costo de déficit} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)]$$

onde

$J(i)$	conjunto de usinas a jusante da usina i	D
--------	---	---

2. A produção de energia é prioritária à irrigação:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{custo operativo da térmica mais cara} \times [\sum_{m \in J(i)} \rho(v_t(m)) \times \delta r_t(m)]$$

3. Valor de penalidade informado pelo usuário:

$$\mu_r(i) = C_{ri} \times \delta r_t(m)$$

onde

C_{ri}	custo fixo informado pelo usuário	$k\$/hm^3$	D
----------	-----------------------------------	------------	---

4.9 Modelo de volume morto

O processo de enchimento de um reservatório até que o volume armazenado alcance o nível mínimo (conhecido como “volume morto”) tem efeito sobre a operação tanto para usinas que estão à montante como também de usinas localizadas a jusante de uma usina em processo de enchimento do volume morto. Para representar o enchimento do volume morto utiliza-se

uma curva “guia” para ou armazenamento mínimo (seção 4.3) como ilustrado pela Figura 4.1 a seguir.

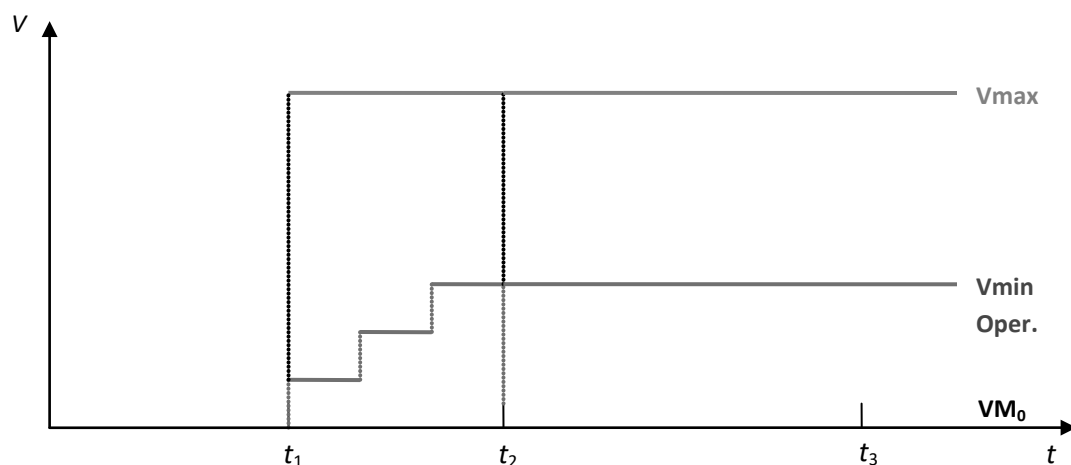


Figura 4.1 – Modelo para representar o enchimento do volume morto de uma usina hidro

onde

t	etapa do estudo	D
t_1	a etapa inicial do período definido para completar o volume morto	D
t_2	o número de etapas para completar o volume morto	D
t_3	a etapa final do período definido para completar o volume morto, i.e. $t_2 = t_1 + N$	D
N	a etapa de entrada em operação	D
VM_0	condição do reservatório na primeira etapa do período de enchimento do volume morto	p.u. D
V_{max}	volume máximo do reservatório dos dados de configuração hidro	hm^3 D
V_{min}	volume mínimo do reservatório dos dados de configuração hidro	hm^3 D
Q_{max}	Turbinamento máximo dos dados de configuração hidro	m^3/s D

Neste modelo observam-se as seguintes variações no tempo:

- Antes de t_1 a usina é futura, i.e., não produz energia;
- O volume mínimo, para as usinas cujo dado de enchimento de volume morto está especificado, não pode ser uma restrição “dura”, porque isto pode provocar inviabilidade a partir do período ($t_1 \leq t$) definido para completar o volume morto. O volume mínimo será definido igual a zero e seu volume mínimo “real” será rerepresentado como um volume mínimo operativo penalizado na função objetivo;
- O processo para completar o volume morto ($t_1 \leq t \leq t_2$) será realizado através de uma função linear e crescente por blocos representada pelo volume mínimo operativo e penalizada como $1.1 \times$ custo de déficit. Neste período a usina deixa de ser uma usina futura para efeito de variação do volume armazenado, mas ainda não entra em operação;
- A partir de $t \geq t_2$, a usina começa a contribuir para a energia armazenada e energia armazenável máxima, apesar de ainda não estar em operação. A contribuição para o cálculo das energias deve ser somente devido ao volume do reservatório. A produtividade desta usina não deve ser acumulada para uso no cálculo da energia armazenada. O volume mínimo operativo será utilizado para calcular o volume útil da usina;
- De t_3 para o futuro, a usina entra efetivamente em operação.

A Tabla 4.1 apresenta um resumo de como se representam as variáveis durante o período de enchimento do volume morto.

Tabla 4.1 – Parâmetros para ou processo de enchimento do volume morto

Variável/Período	$t < t_1$	$t_1 \leq t < t_2$ ($k = 1 \dots N - 1$)	$t_2 \leq t < t_3$	$t_3 \leq t$
Fator de produção	Constante	Constante	Constante	Constante
Volume mínimo	VM0	VM0	VM0	VM0
Volume máximo	0	Vmax	Vmax	Vmax
Volume mínimo operativo	0	VM0 + (Vmin-VM0) × (k+1)/N	Vmin	Vmin
Turbinamento Máximo	0	0	0	Qmax
Energia armazenada e armazenável Máxima	0	0	Contabiliza somente a contribuição da própria usina.	Contabiliza toda a cascata.

4.10 Canal de fuga

A altura do canal de fuga varia em função da defluência total e tal característica pode influenciar o cálculo do fator de produção de uma usina, que é representado por:

$$\rho = \Delta h \times g \times \eta \quad (4.10)$$

onde a diferença de alturas está definida como:

$$\Delta h = h(v) - h(u + s) \quad (4.11)$$

onde

v	volume armazenado no reservatório
u	volume turbinado
s	volume vertido
$h(v)$	cota do reservatório
$h(u + s)$	cota do canal de fuga

Suponha que $h(v)$ é constante ou calculado a priori em função do volume do reservatório. Suponha também que está disponível uma tabela de valores (h_i, d_i) que contém a informação da cota do canal de fuga função da defluência total da usina. Portanto, pode-se considerar h_i , a cota do canal de fuga como rerepresentado na Figura 4.2.

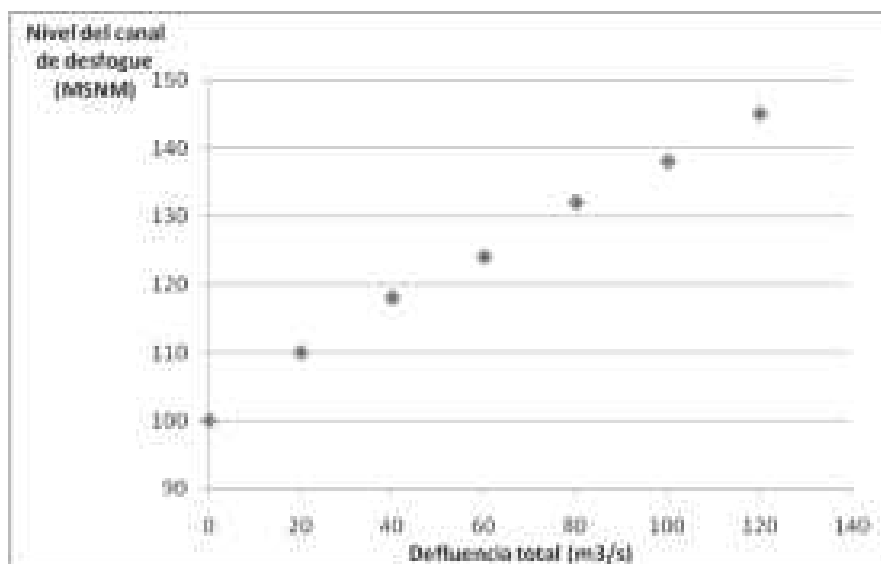


Figura 4.2 – Nível do canal de fuga versus defluência total

A partir destes cinco intervalos é possível definir os seguintes valores para Δh :

$$\Delta h_i = h(v) - h_i \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \quad (4.12)$$

Portanto, o fator de produção para cada intervalo pode ser calculado por:

$$\rho_i(d) = \Delta h_i \times g \times \eta \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \quad (4.13)$$

Finalmente a geração hidroelétrica para cada segmento é dada por:

$$E_i = \rho_i(d) \times u \quad \text{para } d_i \leq d \leq d_{i+1} \quad (4.14)$$

A curva a seguir faz-se a partir dos dados ilustrados na seguinte tabela:

Tabela 4.2 – Cota do canal de fuga versus defluência total

Defluência total (m3/s)	Cota do canal de fuga (MSNM)	Fator de produção (MW/m3/s)	Turbinamento (m3/s)	Geração (MW)
0	100	1.962	0	0.00
20	110	1.766	20	35.32
40	118	1.609	40	64.35
60	124	1.491	60	89.47
80	132	1.334	80	106.73
100	138	1.216	80	97.32
120	145	1.079	80	86.33

Para defluências totais maiores que o turbinamento máximo, a geração total diminui em função da altura do canal de fuga que aumenta com o Vertimento e, portanto diminui o fator de produção.

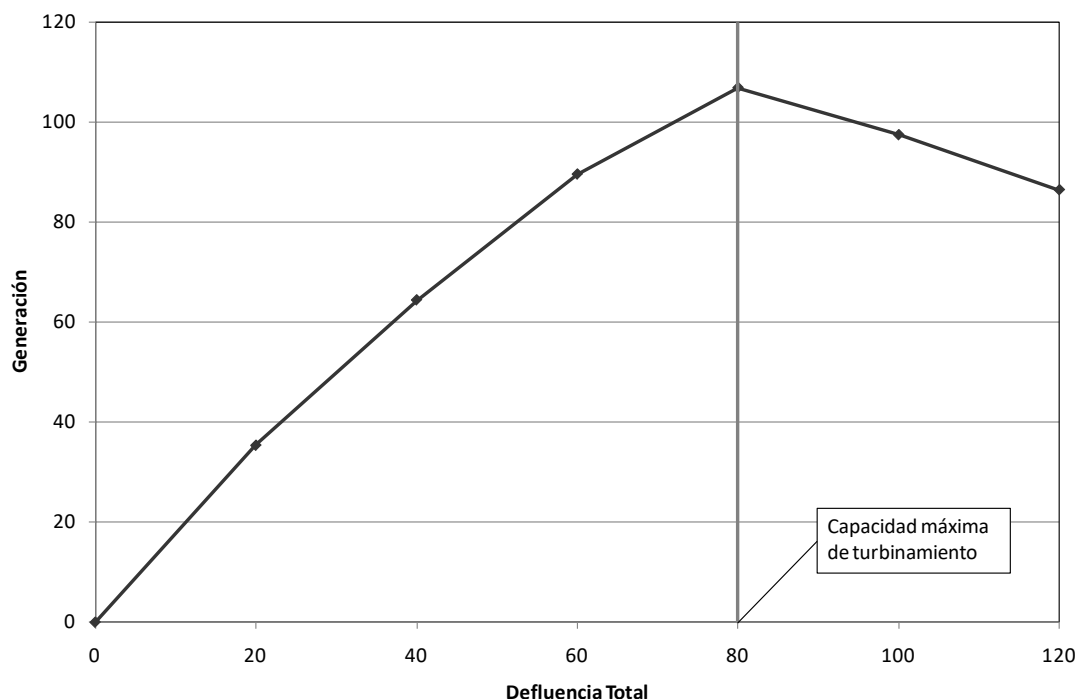


Figura 4.3 – Potência gerada × defluência

Associado a cada um dos segmentos i define-se uma reta dada por:

$$a_i (u + s) + b_i \quad (4.15)$$

onde

$$a_i = (g_{i+1} - g_i) / (d_{i+1} - d_i) \quad y \quad b_i = g_{i+1} - a_i d_{i+1}$$

e, portanto a variação da geração hidroelétrica em função da altura do canal de fuga pode ser representada através do seguinte conjunto de restrições:

$$E_h \leq a_i (u + s) + b_i \quad (4.16a)$$

$$u \leq \bar{u} \quad (4.16b)$$

4.11 Geração em função da afluência

Para usinas fio d'água, em geral o turbinamento é igual à afluência total. A utilização de afluências médias (mensais ou semanais) pode sobreestimar a geração destas usinas. Uma alternativa para corrigir estas sobre-estimativas na geração de usinas tipo fio d'água é definir uma tabela em que se relaciona a afluência turbinável com a afluência total. Por exemplo:

Tabela 4.3 – Turbinamento versus afluência afluente

Afluência total (m ³ /s)	Afluência turbinável (m ³ /s)
$a_t \leq 10$	10
$10 < a_t \leq 20$	19

Afluência total (m ³ /s)	Afluência turbinável (m ³ /s)
20 < a _t ≤ 30	28
30 < a _t ≤ 40	36
40 < a _t ≤ 50	38

A correção da sobre-estimativa seria ajustar o fator de produção da usina por um fator que represente que a produção de energia depende do volume afluente total. Suponha o seguinte ajuste para uma usina com fator de produção de 1.2 MW/m³/s:

Tabela 4.4 – Fator de Produção

Afluência total (m ³ /s)	Afluência turbinável (m ³ /s)	Ajuste de fator de produção	Fator de produção resultante
a _t ≤ 10	10	1.00	1.20
10 < a _t ≤ 20	19	0.95	1.14
20 < a _t ≤ 30	28	0.93	1.12
30 < a _t ≤ 40	36	0.90	1.08
40 < a _t ≤ 50	38	0.76	0.91

A geração hidroelétrica, representada pela variável E_h para cada intervalo é dada pelo produto do fator de produção resultante e da afluência total, limitada pela capacidade de turbinamento da usina.

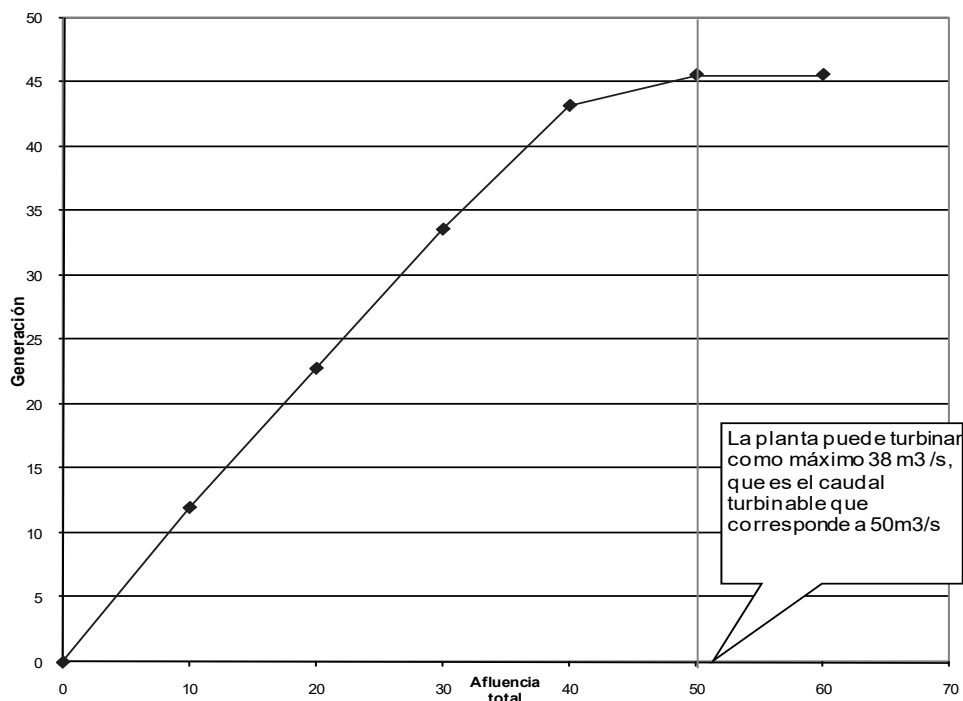


Figura 4.4 – Fator de produção × afluência afluente de usinas fio d’água

Associado a cada um dos segmentos i define-se uma reta dada por:

$$\phi_i (u + s) + \theta_i \tag{4.17}$$

onde, utilizando os pontos extremos (a_i, g_i) e (a_{i+1}, g_{i+1}) , obtém-se:

$$\phi_i = (g_{i+1} - g_i)/(a_{i+1} - a_i) \quad \text{y} \quad \theta_i = g_{i+1} - \phi_i a_{i+1}$$

e, portanto a variação da geração hidroelétrica em função da afluência total pode ser representada através do seguinte conjunto de restrições:

$$E_h \leq \phi_i (u + s) + \theta_i \quad \text{para } i = 1, \dots, \text{Número de segmentos} \quad (4.18a)$$

$$u \leq \bar{u} \quad (4.18b)$$

4.12 Curva de aversão a risco

Representa-se a Curva de Aversão a Risco (CAR) no modelo SDDP por sistema através da seguinte restrição:

$$\sum_{i \in N_r} \sum_{j \in J_i} (\rho(v_t(j)) \times (v_{t+1}(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j) + \delta_t \geq \quad (4.19)$$

$$f_{ea} \times \sum_{i \in N_r} \sum_{j \in J_i} (\bar{\rho}(j) \times (\bar{v}_t(j) - \underline{v}_t(j)) \times f_{vutil}(j)$$

onde

i, j	índices para os reservatórios		
N_r	número de reservatórios do sistema		
J_i	conjunto de usinas hidroelétricas a jusante da usina i		
$\rho(v_t(j))$	coeficiente de produção para calculo da energia armazenada da CAR, da usina j na etapa t , calculado em função do volume do reservatório	MWh/hm^3	V
$\bar{\rho}(j)$	coeficiente de produção médio para calculo da energia armazenável máxima, da usina j	MWh/hm^3	D
$v_{t+1}(j)$	armazenamento final de j na etapa t	hm^3	V
$\underline{v}_t(j)$	armazenamento mínimo de j na etapa t	hm^3	D
$\bar{v}_t(j)$	armazenamento máximo de j na etapa t	hm^3	D
$f_{vutil}(j)$	fator de participação do volume da usina j no sistema	$p.u$	D
δ_t	variável de folga associada à restrição da curva de aversão a risco na etapa t	MWh	V
f_{ea}	fator da curva de aversão a risco	$p.u$	D

A variável de folga entra na função objetivo com um coeficiente de penalidade expressado em \$/MWh. A função da penalidade é indicar que qual o recurso mais caro a utilizar para evitar a violação do nível de armazenamento estabelecido pela Curva de Aversão a Risco. O usuário pode selecionar o tipo de penalização que deseja associar à violação da Curva de Aversão a Risco. As seguintes opções estão disponíveis no programa.

- Penalidade de referência: corresponde a um valor constante, informado pelo usuário ou calculado automaticamente pelo modelo. É a opção padrão ($1.1 \times \text{Custo da térmica mais cara}$) determina que esta restrição não estará atendida somente quando não possível evitar um racionamento de energia no sistema.

- Penalidade reduzida: corresponde a um valor de penalidade calculado automaticamente em função do valor da água para cada etapa e cenário hidrológico.

Na recursão backward existem duas opções adicionais para correção do fator de penalização. Na primeira, determina-se a penalização reduzida para o primeiro cenário condicionado (abertura) de cada serie e assume-se que este valor é uma boa aproximação para as aberturas restantes. Na segunda opção, o programa determina uma penalização reduzida individualizada para cada cenário condicionado.

4.13 Energia de alerta para um conjunto de reservatórios

A seguinte restrição determina uma quantidade mínima de energia de alerta a ser atendida por um conjunto de reservatórios.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta a_t(r) \geq \underline{ea}_t(r) \quad (4.20)$$

$$\text{para } r = 1, \dots, R_a$$

onde

R_a	conjunto de restrições de energia de alerta		
U_r	conjunto de reservatórios para a restrição de energia de alerta r		
$\delta a_t(r)$	violação da energia de alerta r na etapa t	MWh	V
$\underline{ea}_t(r)$	energia de alerta r na etapa t	MWh	D

A variável de folga que representa a violação das restrições de energia de alerta é considerada na função objetivo multiplicada por um coeficiente de penalidade ($\$/MWh$), informado pelo usuário ou calculado automaticamente pelo modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{custo da térmica mais cara}$$

4.14 Energia mínima de segurança para um conjunto de reservatórios

A seguinte restrição determina uma quantidade mínima de energia de segurança a ser atendida por um conjunto de reservatórios.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) + \delta m_t(r) \geq \underline{em}_t(r) \quad (4.21)$$

$$\text{para } r = 1, \dots, R_s$$

onde

R_s	conjunto de restrições de energia de segurança		
U_r	conjunto de reservatórios para a restrição de energia de segurança r		
$\delta m_t(r)$	violação da energia de segurança r na etapa t	MWh	V
$\underline{em}_t(r)$	energia de segurança r na etapa t	MWh	D

A variável de folga que representa a violação das restrições de energia de segurança é considerada na função objetivo multiplicada por um coeficiente de penalidade ($\$/MWh$), informado pelo usuário ou calculado automaticamente pelo modelo como:

$$\mu_r(i) = 1.1 \times \text{custo de racionamento}$$

4.15 Energia de espera para um conjunto de reservatórios

A seguinte restrição determina uma quantidade máxima de energia de espera a ser atendida por um conjunto de reservatórios.

$$\sum_{i \in U_r} \rho(v_t(i)) \times v_t(i) \leq \overline{ee}_t(r) \quad (4.22)$$

para $r = 1, \dots, R_e$

onde

R_e conjunto de restrições de energia de espera

U_r conjunto de reservatórios para a restrição de energia de espera r

$\overline{ee}_t(r)$ energia de espera r na etapa t MWh D

5 RESTRIÇÕES OPERATIVAS ADICIONAIS – USINAS TÉRMICAS

5.1 Usinas térmicas com custos lineares por parte

O fator de consumo de usinas térmicas (em unidades de combustível/MWh) pode ser representado variável até um máximo de três valores de acordo ao despacho da usina, como se mostra na Figura 5.1 a seguir.

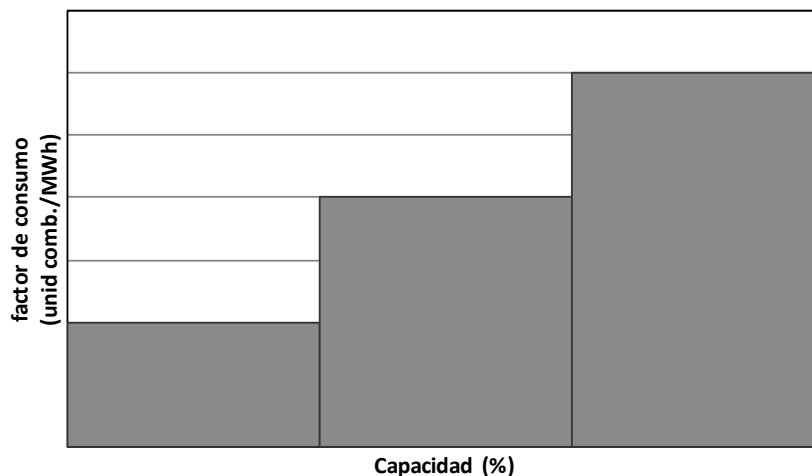


Figura 5.1 – Fator de consumo em função da produção da usina térmica

Neste caso o custo operativo da usina térmica resulta em uma função linear por partes, como ilustrado na Figura 5.2.

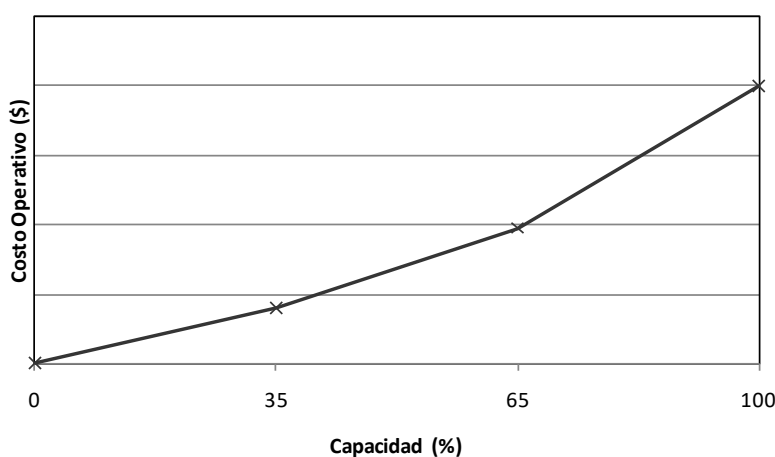


Figura 5.2 – custo operativo térmico por uma função linear por partes

Observa-se que os custos operativos unitários são não decrescentes. Internamente, este tipo de usina é representada por três variáveis de geração térmica, cada uma com um custo unitário de $c(j, h)$ \$/MWh, para $h = 1, 2, 3$. Estas variáveis têm os seguintes limites operativos

$$0 \leq g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) \times \bar{g}_{tk}(j) \text{ para } j = 1, \dots, J; h = 1, 2, 3; k = 1, \dots, K \quad (5.1)$$

onde

$c(j, h)$ custo unitário da térmica j no segmento h

D

$g_{tk}(j, h)$	geração da usina térmica j no segmento h	MWh	V
$\sigma(j, h)$	fator de participação do segmento h na capacidade total	p.u	D

A geração total da usina na etapa t , bloco k , é, portanto, calculada como a soma das variáveis de geração de cada segmento:

$$g_{tk}(j) = \sum_{h=1}^3 g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.2)$$

De forma similar, na função objetivo do problema de despacho o custo de produção da térmica se calculará por:

$$\sum_{h=1}^3 c(j, h) \times g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.3)$$

Cabe observar que se para a usina térmica j representam-se restrições de geração mínima maiores que zero, as restrições de limite operativo devem estar escritas da seguinte forma:

$$\text{Min} \left\{ \underline{g}_{tk}(j) - \sum_{i < h} \sigma(j, i) \times \bar{g}_{tk}(j); \sigma(j, h) \times \bar{g}_{tk}(j) \right\} \leq$$

$$g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) \times \bar{g}_{tk}(j) \quad (5.4)$$

para $j = 1, \dots, J; h = 1, 2, 3, k = 1, \dots, K$

5.2 Usinas térmicas must-run

Estas usinas caracterizam-se por ter que gerar, de forma forçada, sua capacidade máxima. Neste caso as restrições de limite de geração térmica para usinas para este tipo de usina se substituem pelas seguintes restrições:

$$g_{tk}(j) = \bar{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (5.5)$$

5.3 Restrições de geração mínima para grupos de usinas térmicas

As restrições de geração mínima são necessárias, por exemplo, para aporte de reativos. Quando são individuais se representam como os limites inferiores das variáveis de geração térmica (3.9). Para grupos de usinas térmicas se representa a seguinte restrição:

$$\sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \geq \underline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \dots, R; k = 1, \dots, K \quad (5.6)$$

onde

r	índice dos grupos de usinas térmicas		
R	número de grupos de usinas térmicas		
J_r	conjunto de térmicas que pertencem ao grupo r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	geração mínima para ou grupo r na etapa t , bloco k	MWh	D

Observe que na implementação desta restrição existe a limitação de que cada usina térmica somente pode participar em uma restrição de geração mínima.

5.4 Restrições de geração

Estas restrições são uma generalização das anteriores. Podem combinar unidades hidroelétricas e térmicas e podem limitar a geração total inferior ou superior. Além disto, cada gerador hidroelétrico ou térmico pode participar em mais de uma restrição.

A expressão general é:

$$\underline{G}_{tk}(r) \leq \sum_{i \in I_r} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J_r} g_{tk}(j) \leq \overline{G}_{tk}(r) \quad \text{para } r = 1, \dots, R; k = 1, \dots, K \quad (5.7)$$

onde

r	índice de las restricciones de generación		
R	número de restricciones de generación		
I_r	conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la restricción r		
J_r	conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	Límite inferior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	Límite superior de la restricción r en la etapa t , escalón k	MWh	D

5.5 Usinas térmicas multi-combustível

Representa-se uma usina térmica multi-combustível como um grupo de usinas térmicas que compartilham dados que são iguais, por exemplo: geração mínima, fatores de indisponibilidade, etc. e outros dados que são particulares ao combustível que está em uso: dados de consumo, custo operativo, geração máxima, etc.

Desta maneira, a variável que representa a geração $g_{tk}(j)$ da térmica é substituída por um conjunto de variáveis de geração $g_{tk}(j)$, cada uma delas representando a parte de geração da térmica j correspondente a cada um dos combustíveis alternativos. Para representar a capacidade variável por os combustíveis define-se uma variável $p_{tk}(i)$ que assume valores entre 0 e 1. A geração total deste grupo de usinas térmicas deve satisfazer a seguinte restrição:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j); j \in J \quad (5.8a)$$

$$0 \leq \sum_{i \in M(j)} p_{tk}(i) \leq 1 \quad \text{para } j \in J \quad (5.8b)$$

onde

$M(j)$	conjunto de variáveis de geração térmica que representam a geração de cada combustíveis na usina multi-combustível j
$p_{tk}(i)$	parte da capacidade utilizada para produção pelo combustível i na usina térmica j
J	Conjunto de térmicas multi-combustível

De forma similar ao caso em que os custos operativos se representam por uma função linear por partes, as variáveis de geração associadas às térmicas multi-combustíveis são consideradas nas restrições de uma usina térmica. Por exemplo, caso a usina j é multi-combustível e, ao mesmo tempo, must-run, modifica-se a equação (5.8a) para:

$$g_{tk}(i) - \overline{g}_{tk}(j) \times p_{tk}(i) \leq 0 \quad \text{para } i \in M(j) \quad (5.9)$$

Similarmente, a função objetivo de problema de despacho modifica-se para:

$$\sum_{i \in M(j)} c(i) g_{tk}(i) \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (5.10)$$

onde

$c(i)$ custo operativo da térmica j considerando o combustível $\$/MWh$ D
reapresentado pela variável de geração $g_{tk}(i)$

É importante destacar que é possível combinar usinas térmicas multi-combustível com outros atributos de uma usina térmica, por exemplo, custos operativos reapresentados por uma linear por partes e must-run.

5.6 Usinas térmicas tipo commitment

As usinas térmicas tipo commitment representam aquelas que têm associado um custo de arranque, uma restrição de geração mínima ou ambos. A decisão de despachar uma usina térmica deste tipo pode ser realizada para cada etapa ou cada bloco dentro da etapa. Em ambos os casos estas usinas se modelam usando variáveis de decisão inteira (0/1). Desta forma a representação deste tipo de usinas requer a utilização de algoritmos de programação inteira mista, o que introduz uma complicação computacional no modelo. Contudo, se o número destas usinas não é muito grande este aspecto não é importante.

Caso a decisão de despachar realiza-se uma vez na etapa, os limites de geração se representam com as seguintes restrições:

$$g_{tk}(j) - \bar{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.11a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_t(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.11b)$$

$$x_t(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C \quad (5.11c)$$

onde

C conjunto das usinas térmicas tipo commitment $\$/MWh$ D
 $x_t(j)$ decisão de despachar a usina térmica j (variável inteira 0/1) na $p.u$ V
etapa t

Incluí-se na função objetivo a variável de decisão multiplicada pelo custo de arranque correspondente:

$$\sum_{j \in C} c_a(j) \times x_t(j) \quad (5.12)$$

onde

$c_a(j)$ custo de arranque da usina térmica j $k\$$ D

Caso a decisão de despacho da térmica commitment seja por cada bloco, então as restrições resultam:

$$g_{tk}(j) - \bar{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \leq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.13a)$$

$$g_{tk}(j) - \underline{g}_{tk}(j) \times x_{tk}(j) \geq 0 \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.13b)$$

$$x_{tk}(j) \in \{0,1\} \quad \text{para } j \in C; k = 1, \dots, K \quad (5.13c)$$

e o termo que deve ser incluído na função objetivo é:

$$\sum_{j \in C} \sum_{k \in C} c_a(j) \times x_{tk}(j) \quad (5.14)$$

onde

$$x_{tk}(j) \quad \text{decisão de despachar a usina térmica no bloco } k \quad p.u \quad \forall$$

5.7 Usinas térmicas com contrato de combustível

Em um contrato Take or Pay (ToP), o gerador “pré-compra” uma determinada quantidade de combustível, o qual pode ser utilizado durante todo o período de duração do contrato. Em cada etapa, o gerador decide o montante de combustível que será retirado de sua “conta” de contrato. Este combustível pode ser utilizado para produzir energia e/ou ser armazenado em um reservatório físico de combustível para uso futuro. Ao final do contrato, qualquer quantidade restante de combustível na “conta” é geralmente perdida. Em alguns contratos ToP especiais, uma fração remanescente pode ser transferida para o contrato seguinte. Finalmente, o gerador pode também comprar combustível adicional do mercado spot, a preços maiores.

Os parâmetros de um contrato de combustível ToP são a duração (número de etapas), os volumes mínimo e máximo e uma taxa de disponibilidade. Como mencionado, o volume mínimo de combustível é um valor pré-pago (valor ToP). De esta maneira, cada contrato de fornecimento de combustível pode ser modelado internamente por dois reservatórios, um representando a componente ToP, e o outro a possibilidade de comprar combustível adicional até sua capacidade máxima. Um terceiro reservatório é utilizado para representar o armazenamento físico de combustível, quando o mesmo está disponível.

Os níveis de armazenamento dos reservatórios de combustível formarão parte das variáveis de estado do SDDP e serão incorporadas no procedimento da etapa backward do algoritmo do SDDP, onde aproximações lineares da função de custo futuro (FCF) são construídas.

Por simplicidade de notação, iremos ilustrar o modelo de contrato de combustível para o caso com somente um contrato de combustível ToP, um reservatório físico de combustível e uma única usina térmica. Os seguintes termos serão adicionados à função objetivo.

$$\alpha_t(w_t, y_t, z_t) = \text{Min}\{Cc \times (\sum_{k=1}^K f y_{tk}(j) + \sum_{k=1}^K f y_{tk}(r))\} - \alpha_{t+1}(w_{t+1}, y_{t+1}, z_{t+1}) \quad (5.15)$$

Observe que o montante fixo do contrato correspondente à parte ToP não é adicionado à função objetivo porque ele não afeta o processo de otimização. Sua contribuição é adicionada separadamente nos relatórios de saída.

As equações de balanço para o contrato de combustível (ToP e compra adicional) se apresentam a seguir:

$$w_{t+1} = w_t + a w_t - \sum_{k=1}^K f w_{tk}(j) - \sum_{k=1}^K f w_{tk}(r) - s w_t \quad (5.16)$$

$$0 \leq w_{t+1} \leq \bar{w} \quad (5.17)$$

$$y_{t+1} = y_t + ay_t - \sum_{k=1}^K fy_{tk}(j) - \sum_{k=1}^K fy_{tk}(r) - sy_t \quad (5.18)$$

$$0 \leq y_{t+1} \leq \bar{y} \quad (5.19)$$

O contrato tem um limite de disponibilidade, por bloco.

$$0 \leq fw_{tk}(j) + fw_{tk}(r) + fy_{tk}(j) + fy_{tk}(r) \leq \bar{f}c_k \quad (5.20)$$

O reservatório físico de combustível é por sua vez representado pelo balanço do reservatório e seus limites de injeção e de retirada.

$$z_{t+1} = z_t + \sum_{k=1}^K fw_{tk}(r) + \sum_{k=1}^K fy_{tk}(r) - \sum_{k=1}^K fz_{tk}(j) \quad (5.21)$$

$$\underline{y} \leq y_{t+1} \leq \bar{y} \quad (5.22)$$

$$0 \leq fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r) \leq \bar{I}fr_k \quad (5.23)$$

$$0 \leq fz_{tk}(j) \leq \bar{R}fr_k \quad (5.24)$$

Finalmente, se representa o balanço de combustível por usina térmica.

$$fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j) + fz_{tk}(j) - \varphi(j) \times g_{tk}(j) = 0 \quad (5.25)$$

onde

r	índice para o reservatório físico de combustível		
w_{t+1}	armazenamento final de reservatório do contrato, parcela ToP, no final da etapa t	UC	V
\bar{w}	limite de armazenamento do reservatório de combustível, parcela ToP	UC	D
y_{t+1}	armazenamento final do reservatório do contrato, parcela adicional, no final da etapa t	UC	V
\bar{y}	limite de armazenamento do reservatório de combustível, parcela adicional	UC	D
z_{t+1}	armazenamento final do reservatório de combustível no final da etapa t	UC	V
\underline{z}	limite mínimo de armazenamento do reservatório físico de combustível	UC	D
\bar{z}	limite máximo de armazenamento do reservatório físico de combustível	UC	D
Cc	custo do contrato de combustível	\$/UC	D
$fw_{tk}(j)$	montante do contrato de combustível, parcela ToP, consumida pela usina térmica j na etapa t e no bloco k	UC	V
$fw_{tk}(r)$	montante do contrato de combustível, parcela ToP, armazenado no reservatório físico de combustível r na etapa t e no bloco k	UC	V
$fy_{tk}(j)$	montante do contrato de combustível, parcela adicional, consumida pela usina térmica j na etapa t e no bloco k	UC	V
$fy_{tk}(r)$	montante do contrato de combustível, parcela adicional, armazenado no reservatório físico de combustível r na etapa t e no bloco k	UC	V
aw_t	afluência do contrato de combustível da parcela ToP. Este valor corresponde ao montante total do ToP, sendo somente diferente de zero no início e renovação do contrato.	UC	D

sw_t	vertimento do contrato de combustível, parcela ToP	UC	V
ay_t	afluência do contrato de combustível da parcela adicional. Este valor corresponde ao montante adicional de contrato, sendo somente diferente de zero no início e renovação do contrato.	UC	D
sy_t	vertimento do contrato de combustível, parcela adicional	UC	V
\overline{fc}_k	disponibilidade do contrato de combustível no bloco k	UC	D
$fz_{tk}(j)$	montante do armazenamento do reservatório de combustível consumida pela usina térmica j na etapa t e no bloco k	UC	V
$\overline{If}r_k$	injeção máxima no reservatório físico de combustível no bloco k	UC	D
$\overline{Rf}r_k$	retirada máxima no reservatório físico de combustível no bloco k	UC	D

5.8 Limites no consumo de combustível

A restrição representa limites na disponibilidade de um combustível na etapa:

$$\sum_{k=1}^K (\sum_{j \in \Phi_T(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) + \sum_{j \in \Phi_{TC}(l)} (fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j)) + \sum_{r \in \Phi_R(l)} (fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r))) \leq \overline{\Phi}_t(l) \quad \text{para } l = 1, \dots, F \quad (5.26)$$

onde

l	índice dos combustíveis		
F	número de combustíveis		
$\Phi_T(l)$	conjunto de térmicas que utilizam o combustível l e não possuem contratos		
$\Phi_{TC}(l)$	conjunto de térmicas que utilizam o combustível l e possuem contratos		
$\Phi_R(l)$	conjunto de reservatórios que armazenam o combustível l		
$\varphi(j)$	fator de consumo da usina j	UC / MWh	D
$\overline{\Phi}_t(l)$	disponibilidade do combustível l na etapa t	UC	D

5.9 Limites na taxa de consumo de combustível

A restrição representa limites na taxa de consumo de um combustível na etapa, devido, por exemplo, à dimensão de um gasoduto.

$$\sum_{j \in \Phi_T(l)} \varphi(j) \times g_{tk}(j) + \sum_{j \in \Phi_{TC}(l)} (fw_{tk}(j) + fy_{tk}(j)) + \sum_{r \in \Phi_R(l)} (fw_{tk}(r) + fy_{tk}(r)) \leq \tau_t(l) \times h(k) \quad \text{para } l = 1, \dots, F; k = 1, \dots, K \quad (5.27)$$

onde

l	índice dos combustíveis		
F	número de combustíveis		
$\Phi_T(l)$	conjunto de térmicas que utilizam o combustível l e não possuem contratos		
$\Phi_{TC}(l)$	conjunto de térmicas que utilizam o combustível l e possuem contratos		
$\Phi_R(l)$	conjunto de reservatórios que armazenam o combustível l		
$\varphi(j)$	fator de consumo da usina j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	taxa máxima de consumo do combustível l na etapa t	UC/hour	D

$h(k)$ duração do bloco k

horas

D

6 RESTRIÇÕES OPERATIVAS ADICIONAIS – RESERVA DE GERAÇÃO

6.1 Reserva rodante

A reserva rodante é uma margem operativa, que se expressa em MW, para cada etapa e bloco, para ajustar a operação em tempo real às variações com relação à operação programada.

6.1.1 Reserva rodante para usinas hidroelétricas

No caso de usinas hidroelétricas a reserva rodante se representa como um valor a ser reduzido da máxima capacidade da usina. Neste caso a restrição de turbinamento máximo resulta:

$$u_{tk}(i) \leq \text{Min} \left(\bar{u}_{tk}(i), \frac{\bar{g}_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \right) - \frac{r_{tk}(i)}{\rho(v_t(i))} \quad \text{para } i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K \quad (6.1)$$

onde

$r_{tk}(i)$ reserva rodante da usina i , etapa t , bloco k MW D

6.1.2 Reserva rodante para usinas térmicas

No caso de usinas térmicas a reserva rodante se representa através da seguinte restrição:

$$g_{tk}(j) \leq \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (6.2)$$

onde

$r_{tk}(j)$ reserva rodante da usina i , etapa t , bloco k MW D

Cabe observar que quando a usina térmica tem uma função de custos por segmentos, a restrição resultante é:

$$\sum_{h=1}^3 g_{tk}(j, h) \leq \bar{g}_{tk}(j) - r_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; k = 1, \dots, K \quad (6.3)$$

6.2 Restrições de reserva de geração

Estas restrições de reserva de geração podem combinar unidades hidroelétricas e térmicas. Existem três opções de representação, cuja expressão é detalhada a seguir:

4. A reserva de geração deve ser maior ou igual a uma percentagem da demanda do sistema:

$$\sum_{i \in I(r)} (\bar{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\bar{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq f(r) \times d_{tk} \quad (6.4)$$

para $r = 1, \dots, R_1; k = 1, \dots, K$

5. A reserva de geração deve compensar a saída de operação de qualquer unidade geradora do sistema que não pertence ao conjunto de reserva:

$$\sum_{i \in I(r)} (\bar{g}_{tk}(i) - g_{tk}(i)) + \sum_{j \in J(r)} (\bar{g}_{tk}(j) - g_{tk}(j)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \notin I(r) \cup J(r) \quad (6.5)$$

para $r = 1, \dots, R_2; k = 1, \dots, K$

6. A reserva de geração deve compensar a saída de operação de qualquer unidade geradora do sistema que pertence ao conjunto de reserva.

$$\sum_{m \in I(r) \cup J(r) - s} (\bar{g}_{tk}(m) - g_{tk}(m)) \geq g_{tk}(s) \quad \text{para } s \in I(r) \cup J(r) \quad (6.6)$$

para $r = 1, \dots, R_3; k = 1, \dots, K$

onde

r	índice das restrições de geração		
R_1	número de restrições de geração tipo 1		
R_2	número de restrições de geração tipo 2		
R_3	número de restrições de geração tipo 3		
$I(r)$	conjunto de hidros que pertencem à restrição r		
$J(r)$	conjunto de térmicas que pertencem à restrição r		
$f(r)$	fator da demanda correspondeu ente à restrição de reserva r	$p.u$	D
d_{tk}	demanda da etapa t , bloco k	GWh	D

7 FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEL

O SDDP permite representar fontes de energia renovável: usinas eólicas, pequenas usinas hidroelétricas, usinas de biomassa, etc. A representação adotada no SDDP pressupõe que o aporte destas usinas é independente de um estágio para o seguinte, i.e. a correlação serial é nula. No entanto, se preserva uma característica importante que é a correlação espacial; por exemplo, é possível representar a correlação espacial entre aportes em usinas eólicas numa mesma região, onde as variações do vento são parecidas.

O usuário fornece cenários sazonais de geração, que podem ser registros históricos ou gerados por um modelo externo. Antes de iniciar o processo iterativo para cálculo da política, o SDDP determina os cenários que serão utilizados da seguinte forma: para cada etapa t e para cada cenário de vazões condicionadas s (abertura na backward), é sorteado um cenário de geração de energia renovável entre os informados pelo usuário para esse mês. Estes cenários são utilizados na fase backward.

Na fase de simulação forward se utilizam os mesmos cenários e se o número de séries forward é maior que o número de aberturas, se aplica um esquema de carrossel.

No caso de uma simulação separada, o modelo permite utilizar os mesmos cenários utilizados na política ou sortear diretamente do arquivo de cenários do usuário. Para maiores detalhes, referir-se aos manuais de descrição de arquivos e de usuário.

No modelo matemático os aportes das fontes de energia renovável são descontados da demanda, como mostrado a seguir:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & cg + \alpha \\ & g + r = d' \\ & r \leq d' \end{aligned}$$

onde $d' = d - ER$, sendo ER a soma dos aportes de fontes de energia renovável no sistema nesse estágio e série.

8 REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA

Existem duas diferentes formas para representar as restrições da rede de transmissão: através de um modelo de interconexões, que está descrito nesta seção; ou através do modelo de fluxo de potência linearizado, que está descrito na próxima seção.

8.1 Modelo de interconexão

O modelo de interconexões representa os limites para trocas de energia entre sistemas vizinhos. Neste caso, é necessário definir uma equação de atendimento da demanda para cada sistema e modelar os limites para a transferência de energia entre eles.

A demanda do sistema é composta por parcelas elásticas e inelásticas. Todas as parcelas são opcionais, sendo que a demanda pode ser puramente inelástica, puramente elástica ou uma composição das ambas.

$$d_{tk}(s) = \sum_{i \in In(s)} d_{tk}^i(s, i) + \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} d_{tk}^e(s, e, p)$$

$$0 \leq d_{tk}^e(s, l, p) \leq \overline{d_{tk}^e}(s, l, p)$$

para $s = 1, \dots, S$; $k = 1, \dots, K$
 $l = 1, \dots, L(l)$; $p = 1, \dots, P(p)$

onde

s	índice dos sistemas ou regiões		
S	número de sistemas		
i	índice da parcela inelástica de demanda		
$In(s)$	números de demandas inelásticas do sistema s		
e	índice da parcela elástica de demanda		
$El(s)$	números de demandas elásticas do sistema s		
p	índice do segmento da parcela elástica de demanda		
$P(s)$	números de segmentos da parcela elástica de demanda l		
$d_{tk}(s)$	demanda de energia no sistema s na etapa t , bloco k	MWh	V
$d_{tk}^i(s, i)$	demanda inelástica i de energia no sistema s na etapa t , bloco k	MWh	D
$d_{tk}^e(s, e, p)$	segmento p da parcela e de demanda elástica de energia no sistema s na etapa t , bloco k	MWh	V
$\overline{d_{tk}^e}(s, e, p)$	limite máximo do segmento p da parcela e de demanda elástica de energia no sistema s na etapa t , bloco k	MWh	D

A equação de atendimento a demanda é representada por:

$$\sum_{i \in I(s)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(s)} g_{tk}(j) + \sum_{l \in \Omega(s)} (\omega_{tk}(l, s) - \omega_{tk}(s, l)) + r_{tk}(s)$$

$$= d_{tk}(s) \tag{8.1}$$

$$\omega_{tk}(l, s) \leq \overline{\omega}_{tk}(l, s)$$

$$0 \leq r_{tk}(s) \leq \sum_{i \in In(s)} d_{tk}^i(s, i)$$

para $s = 1, \dots, S$; $k = 1, \dots, K$

onde

s	índice dos sistemas ou regiões		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de usinas hidráulicas no sistema s		
$J(s)$	conjunto de usinas térmicas no sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas conectados ao sistema s		
$\omega_{tk}(l, s)$	energia transferida do sistema l para ou sistema s na etapa t , bloco k	MWh	V
$\bar{\omega}_{tk}(l, s)$	capacidade de interconexão entre os sistemas l e s	MWh	D
$r_{tk}(s)$	déficit de energia no sistema s na etapa t , bloco k	MWh	V

A função objetivo considera um custo variável que depende do bloco, da variável de interconexão, do custo de déficit da parcela inelástica da demanda e do preço associado à parcela elástica da demanda, como descrito a seguir.

$$\text{Min} \left(\sum_{l \in \Omega(s)} (c(l, s) \times \omega_{tk}(l, s) + c(s, l) \times \omega_{tk}(s, l)) + cr(s) \times r_{tk}(s) - \sum_{e \in El(s)} \sum_{p \in P(s)} (c_{tk}^e(s, e, p) \times d_{tk}^e(s, e, p)) \right) \quad (8.2)$$

onde

$c(l, s)$	custo de transferência de energia do sistema l para ou sistema s	\$/MWh	D
$c(s, l)$	custo de transferência de energia do sistema s para ou sistema l	\$/MWh	D
$cr(s)$	custo de déficit de energia do sistema s	\$/MWh	D
$c_{tk}^e(s, e, p)$	preço máximo do segmento p da parcela elástica da demanda e no sistema s	\$/MWh	D

8.1.1 Restrição de soma de intercâmbios

Estas restrições permitem representar limites mínimos e máximos para um conjunto de linhas de interconexão selecionadas pelo usuário. Seja k o índice do bloco e t o índice de tempo, elas podem ser representadas por:

$$\underline{I}_{tk}(si) \leq \sum_{m \in K(si)} I_{tk}(m, si) \leq \bar{I}_{tk}(si) \text{ para } si = 1, \dots, N_{si}; k = 1, \dots, K \quad (8.3)$$

onde

si	índice da restrição de soma de intercambio		
N_{si}	número de restrições de soma de intercâmbios		
$K(si)$	número de linhas de interconexão pertencentes à restrição de soma de intercâmbios si		
$I_{tk}(m, si)$	intercambio da linha de interconexão m , na etapa t , bloco k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(si)$	limite inferior da restrição de soma de intercâmbios si , na etapa t , bloco k	MWh	D
$\bar{I}_{tk}(si)$	limite superior da restrição de soma de intercâmbios si , na etapa t , bloco k	MWh	D

8.2 Modelo de fluxo de potência linearizado

O modelo de fluxo de potência ativa linearizado consiste de dois conjuntos de equações, correspondentes a primeira e segunda leis de Kirchhoff e as restrições de limite de fluxo nos circuitos.

8.2.1 Primeira lei de Kirchhoff

A primeira lei representa a equação de balanço de energia em cada nó (com o objetivo de simplificar a notação supõe-se que existe um único gerador em cada nó):

$$\sum_{m \in \Omega(n)} f(m) + g(n) = d(n) \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (8.4)$$

onde

n	índice dos nós		
N	número de nós		
$g(n)$	geração no nó n	<i>MWh</i>	V
$d(n)$	demanda no nó n	<i>MWh</i>	D
m	índice dos circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	fluxo de potência no circuito m	<i>MWh</i>	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos conectados diretamente com o nó n		

O conjunto das equações (8.4) escreve-se, em forma matricial, como:

$$Sf + g = d \quad (8.5)$$

onde

S matriz de incidência $N \times M$ que representa as conexões nó-circuito: a coluna m da matriz S contém zeros em todas as posições exceto nas posições correspondentes aos nós terminais do m -ésimo circuito, a saber, $n_F(m)$ e $n_T(m)$

$$S(:, m) = \begin{pmatrix} 0 \\ \dots \\ +1 \\ \dots \\ -1 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix} \begin{array}{l} \leftarrow \text{nó DE } n_F(m) \\ \leftarrow \text{nó PARA } n_T(m) \end{array}$$

f vetor M -dimensional de fluxos nos circuitos
 g vetor N -dimensional de gerações
 d vetor N -dimensional de demandas

8.2.2 Segunda lei de Kirchhoff

A sua vez, a segunda lei de Kirchhoff estabelece que:

$$f(m) = \gamma(m)(\theta(n_F(m)) - \theta(n_T(m))) \text{ para } m = 1, \dots, M \quad (8.6)$$

onde

- $\gamma(m)$ susceptancia do circuito m
- $\theta(n_F(m))$ ângulo nodal no nó DE $n_F(m)$
- $\theta(n_T(m))$ ângulo nodal no nó PARA $n_T(m)$

Em termos matriciais, as equações, (8.6) são:

$$f = \gamma S' \theta \quad (8.7)$$

onde

- γ matriz diagonal $M \times M$ que contem susceptancias dos circuitos
- S' matriz $M \times N$, matriz transposta da matriz incidência S
- θ vetor N -dimensional de ângulos nodais

8.2.3 Limites nos fluxos nos circuitos

$$-\bar{f} \leq f \leq \bar{f} \quad (8.8)$$

Onde \bar{f} é o vetor de capacidade dos circuitos.

8.2.4 Formulação compacta

Todas as restrições desta formulação (8.4) – (8.8) são lineares e podem ser incluídas na formulação do problema. Entretanto, cabe observar que existem três tipos de variáveis de decisão, correspondentes aos vetores θ e f (o vetor de geração g já está considerado nas equações básicas). Em uma rede típica o número de geradores seria aproximadamente de 100, enquanto que o número de barras e circuitos pode ser dez vezes maior. Mostra-se a seguir que o esforço computacional pode ser reduzido se o problema é reescrito unicamente em termos do vetor de decisões g .

Substituindo f como definido em (8.7) em (8.5) resulta:

$$B\theta + g = d \quad (8.9)$$

onde $B = \gamma S'$ é uma matriz $N \times N$ conhecida como matriz susceptancia.

O sistema de equações lineares (8.9) pode ser resolvido em termos de θ calculando a matriz inversa de B , i.e. $\theta = B^{-1}(d - g)$. Entretanto, pode-se demonstrar que o posto da matriz B é $N - 1$. Portanto, é necessário eliminar uma linha e uma coluna de B – por exemplo, as correspondentes ao nó s – e escreve-se o sistema de equações como:

$$\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g}) \quad (8.10)$$

onde \sim representa matrizes e vetores sem o nó s . O ângulo nodal para o nó s , conhecido como nó de referência, define-se como $\theta_s = 0$. Para simplificar a notação escrevemos a equação (8.10) em termos dos vetores completos de geração e demanda adicionando uma linha e uma coluna nulas na posição s da matriz \tilde{B}^{-1} . Denotamos esta matriz resultante B^{-1} e reescreve-se o sistema (8.10) em termos dos vetores originais:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \quad (8.11)$$

Substituindo (8.11) em (8.7), obtém-se:

$$f = \beta(d - g) \quad (8.12)$$

onde $\beta = \gamma SB^{-1}$ é uma matriz $M \times N$. Cada elemento β_{mn} representa a sensibilidade do fluxo no circuito m com respeito a uma variação na geração no nó n . Observa-se que os fatores de sensibilidade com respeito ao nó de referência B^{-1} são iguais a zero, i.e. uma variação na injeção neste nó não afeta os fluxos. A razão é que o valor da geração na barra de referência se calcula implicitamente a partir do balanço geração demanda dos outros nós:

$$e'g = e'd \quad (8.13)$$

onde e é um vetor unitário de dimensão N , isto é, $e' = (1, \dots, 1)$

As equações resultantes da formulação compacta são:

$$e'g = e'd \quad (8.14)$$

$$g \leq \bar{g} \quad (8.15)$$

$$-\bar{f} \leq \beta(d - g) \leq \bar{f} \quad (8.16)$$

As restrições (8.14) e (8.15) já estão consideradas na formulação, pois correspondem ao atendimento da demanda e limites para a geração. A nova restrição que deve ser adicionada ao modelo é a (8.16). Escrevendo-a em termos algébricos obtém-se:

$$-\bar{f}(m) \leq \sum_{n=1}^N \beta(m, N)(d(n) - g(n)) \leq \bar{f}(m) \quad \text{para } m = 1, \dots, M \quad (8.17)$$

Reescrevendo para considerar a demanda para ou lado direito da equação, adicionando as informações da etapa e do bloco, e relaxando a consideração de que existe um gerador para cada nó obtém-se:

$$\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j))g_{tk}(j) \geq -\bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N)d_{tk}(n) \quad (8.18a)$$

$$-\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i))g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j))g_{tk}(j) \leq \bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N)d_{tk}(n) \quad (8.18b)$$

$$\text{para } m = 1, \dots, M, k = 1, \dots, K$$

onde

i, j índices para usinas hidros e térmicas nos conjuntos I e J

$n(i), n(j)$ nós associados às usinas hidros i e térmicas j

$d_{tk}(n)$ demanda do nó n na etapa t , bloco k MWh D

8.2.5 Representação dos elos DC

De seções anteriores sabe-se que os fluxos nos circuitos não são variáveis de decisão independentes porque devem ser formulados em função dos parâmetros da rede de transmissão, da geração e da demanda.

Entretanto, os fluxos nos elos DC são controláveis, e representam-se como variáveis de decisão independentes, dado que o fluxo neles não está sujeito à segunda Lei de Kirchhoff. Um fluxo de γ MW no elo DC é representado como uma geração *negativa* de γ MW na barra *DE* n_F e uma geração *positiva* de $(1 - \eta)\gamma$ MW na barra *PARA* n_T , onde η é o fator de perda do elo DC. Esta representação se incorpora à equação de atendimento à demanda (8.14) e nas restrições de fluxo nos circuitos (8.16). Na equação de atendimento à demanda se tem que:

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) + \sum_{l=1}^L [(-\gamma_{tk}(l)) + (1 - \eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] = d_{tk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (8.19)$$

Resultando:

$$\sum_{i=1}^I g_{tk}(i) + \sum_{j=1}^J g_{tk}(j) - \sum_{l=1}^L \eta_l \times \gamma_{tk}(l) = d_{tk} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (8.20)$$

As restrições que representam o fluxo nos circuitos devem ser modificadas da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} -\bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(i) &\leq -\sum_{i=1}^I \beta(m, N(i)) g_{tk}(i) - \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j)) g_{tk}(j) + \\ \sum_{l=1}^L [\beta(m, N_F(l)) \gamma_{tk}(l) - \beta(m, N_T(l)) (1 - \eta_l) \times \gamma_{tk}(l)] &\leq \bar{f}_{tk}(m) - \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(i) \end{aligned} \quad \text{para } k = 1, \dots, K \quad (8.21)$$

onde

l	índice dos enlaces DC
L	número de enlaces DC
$N_F(l)$	nó <i>DE</i> do elo DC l
$N_T(l)$	nó <i>PARA</i> do elo DC l

Além disto, os limites nos fluxos do elo DC se representam através das seguintes restrições:

$$\gamma_{tk}(l) \leq \bar{\gamma}_{tk}(l) \quad \text{para } l = 1, \dots, L; k = 1, \dots, K \quad (8.22)$$

onde

$\bar{\gamma}_{tk}(l)$	limite do elo DC no bloco k	MWh	D
------------------------	-------------------------------	-----	---

8.2.6 Limites de importação e exportação entre áreas elétricas

Estas restrições permitem representar limites de importação e exportação entre áreas elétricas. Dado que a importação ou exportação de uma área elétrica está dada pela diferença entre a geração e a demanda da área, tem-se que:

$$-\bar{I}_{tk}(a) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) - \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \bar{E}_{tk}(a) \quad (8.23)$$

para $a = 1, \dots, A; k = 1, \dots, K$

onde

a	índice das áreas		
A	número de áreas elétricas		
$I(a)$	conjunto de usinas hidroelétricas na área a		
$J(a)$	conjunto de usinas térmicas na área a		
$N(a)$	conjunto de nós na área a		
$\bar{I}_{tk}(a)$	limite de importação na área a na etapa t , bloco k	MWh	D
$\bar{E}_{tk}(a)$	limite de exportação na área a na etapa t , bloco k	MWh	D

Ao reescrever as equações anteriores para representar a demanda no lado direito, tem-se:

$$-\bar{I}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n) \leq \sum_{i \in I(a)} g_{tk}(i) + \sum_{j \in J(a)} g_{tk}(j) \leq \bar{E}_{tk}(a) + \sum_{n \in N(a)} d_{tk}(n)$$

para $a = 1, \dots, A; k = 1, \dots, K$ (8.24)

8.2.7 Restrição de soma de fluxo em circuitos

Estas restrições permitem representar limites mínimos e máximos para um conjunto de circuitos selecionados pelo usuário. Utilizando a mesma notação da seção 8.2.4, tem-se que:

$$\underline{F}(sc) \leq \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) (d(n) - g(n)) \leq \bar{F}(sc)$$

para $sc = 1, \dots, N_{sc}$ (8.25)

onde

sc	índice da restrição de soma de fluxo em circuito		
N_{sc}	número de circuitos pertencentes à restrição de soma de fluxo em circuitos sc		
$K(sc)$	número de restrições de soma de fluxo em circuitos sc		
$\alpha(m)$	fator de participação do circuito m na restrição de soma de fluxo em circuitos sc		
$\underline{F}(sc)$	limite inferior da restrição de soma de fluxo em circuitos sc	MWh	D
$\bar{F}(sc)$	limite superior da restrição de soma de fluxo em circuitos sc	MWh	D

Seguindo as notações da formulação compacta de fluxo em circuitos, sendo t o índice para a etapa, k para o bloco, tem-se o seguinte conjunto de restrições:

$$\underline{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(n) \leq - \sum_{m \in K(sc)} \sum_{i=1}^I \beta(m, N(i)) g_{tk}(i) -$$

$$\sum_{m \in K(sc)} \sum_{j=1}^J \beta(m, N(j)) g_{tk}(j) \leq \bar{F}_{tk}(sc) - \sum_{m \in K(sc)} \alpha(m) \sum_{n=1}^N \beta(m, N) d_{tk}(n) \quad (8.26)$$

para $sc = 1, \dots, N_{sc}; k = 1, \dots, K$

8.3 Representação das perdas

8.3.1 Modelo de perdas de transmissão

As perdas de transmissão em cada circuito se representam por demandas adicionais nos nós terminais do circuito, como está ilustrado a seguir.

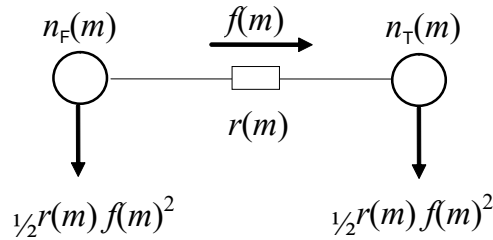


Figura 8.1 – Representação das perdas em um circuito

onde $r(m)$ é a resistência do circuito m . em termos matriciais, a primeira equação do Kirchhoff reescreve-se como:

$$Sf + g = d + \frac{1}{2} R|S| f^2 \quad (8.27)$$

onde

- R matriz diagonal $M \times M$ com as resistências dos circuitos
- $|S|$ Valor absoluto da matriz incidência S , $N \times M$

8.3.2 Modelo de perdas

O modelo utilizado para representar a rede de transmissão está baseado numa formulação compacta, onde os fluxos não são representados explicitamente no problema. Nesta formulação se utiliza um esquema de relaxação para incluir os circuitos violados mediante restrições que utilizam as linhas da matriz β . Os coeficientes desta matriz representam as sensibilidades de variação dos fluxos nos circuitos com relação a variações na injeção de potência (geração ou demanda).

Entretanto, para a representação das perdas nos circuitos, este modelo não é adequado e, portanto foi adotada uma formulação onde as perdas possam ser representadas explicitamente. O problema se formula a seguir:

$$\text{Min } c'g \quad (8.28)$$

sujeito a:

$$B\theta + g - 1/2|S|p = d$$

$$-\bar{f} \leq \gamma S' \theta \leq \bar{f}$$

$$p_j \geq \hat{p}_j^k + 2r_j \hat{f}_j^k (\gamma_j \Delta \theta_j - \hat{f}_j^k) \quad \forall j = 1, \dots, M; \forall k = 1, \dots, K$$

Onde $B = \gamma S'$. Este modelo tem mais variáveis que o modelo compacto, pois representa explicitamente os ângulos nodais e as perdas por circuito como variáveis do problema. Mas por outro lado, as restrições tem uma estrutura esparsa.

8.3.3 Estratégias de solução

Para a solução deste problema, foi adotada uma estratégia de relaxação com critérios adaptativos para a inclusão de linearizações das perdas. Este método combina uma estratégia de ajuste dos critérios para adição de linearizações em conjunto com a utilização de perdas fixas continuamente atualizadas para aqueles circuitos para os quais ainda não foram adicionadas linearizações.

A estratégia de ajuste dos critérios permite a adição gradativa das linearizações consideradas mais importantes resultando numa redução do número de restrições adicionadas. Por outro lado o uso de aproximações fixas das perdas nos circuitos que ainda não foram linearizados permite determinar soluções mais realistas em cada micro iteração. Observa-se que a qualidade da solução não é afetada já que linearizações são adicionadas até que os critérios sejam atendidos para todos os circuitos.

Inicialmente o problema é resolvido sem considerar as restrições de limite de fluxo nem as linearizações de perdas. A adição das restrições é feita na medida em que violações são detectadas.

8.3.3.1 Relaxação dos limites dos circuitos

Depois de resolvido o problema, os fluxos são calculados como $f = \gamma S' \theta$ e se verifica a existência de circuitos cujo fluxo é maior que a capacidade. Neste caso, estas restrições são adicionadas ao problema e ele é resolvido novamente, e esta verificação é repetida até que todos os circuitos estejam operando dentro da sua capacidade.

8.3.3.2 Relaxação das linearizações das perdas

O método de relaxação das linearizações de perdas possui três critérios para a adição de linearizações:

- CRIT1: é um critério, em MW, com base na perda quadrática absoluta, que força a adição de uma linearização para todo circuito cuja perda quadrática é maior que CRIT1;
- CRIT2: é um critério, em MW, com base na diferença absoluta entre a perda quadrática e a perda linear, que força a adição de uma linearização para todo circuito cuja diferença absoluta é maior que CRIT2;
- CRIT3: é um critério, em pu, com base na diferença relativa entre a perda quadrática e a perda linear, que força a adição de uma linearização para todo circuito cuja diferença relativa é maior que CRIT3;

Na primeira micro iteração de adição de linearizações, somente o critério 1 é aplicado. A partir da segunda micro iteração, os três critérios são aplicados simultaneamente.

Originalmente, os três critérios eram fixados nos valores:

CRIT1	1.0d-2	MW
CRIT2	1.0d-1	MW
CRIT3	2.5d-2	pu

No entanto, observou-se que em sistemas de grande porte o número de linearizações adicionadas pode ser muito elevado, com o consequente aumento do tempo de processamento.

8.3.3.3 Ajuste do critério de adição

Uma estratégia de ajuste foi implementada, como um aperfeiçoamento do método de linearizações das perdas, conforme descrito a seguir:

- Inicialmente o problema é resolvido sem perdas. As perdas são então calculadas a partir dos fluxos obtidos nesta solução e são fixadas no problema.
- A primeira linearização é efetuada no ponto de operação obtido após resolver novamente o problema com estas perdas aproximadas fixadas.
- O critério 1 é inicializado em 3 MW e é ajustado ao longo das micro iterações como $CRIT1 = \max(0.5 * CRIT1, 1.0d-2)$.
- A cada micro iteração as linearizações de perdas são adicionadas para aqueles circuitos que violarem os critérios como explicado no item anterior.
- Os circuitos cujas perdas não violaram os critérios e, portanto não tiveram nenhuma linearização adicionada tem a perda fixada no valor da perda quadrática calculada na última micro iteração.
- Caso o critério estabelecido para uma micro iteração seja insuficiente para adicionar uma nova linearização (a maior perda quadrática é menor do que CRIT1), é efetuado um novo ajuste do critério ($CRIT1 = \max(0.5 * CRIT1, 1.0d-2)$) até que uma nova linearização seja adicionada ou que CRIT1 chegue ao seu valor mínimo ($1.0d-2$). Este procedimento garante a qualidade da solução para sistemas mesmo com perdas pequenas.
- O número máximo de iterações para adição de linearizações sugerido é de 6, mas pode ser alterado pelo usuário.

É importante observar que a qualidade da solução não é afetada uma vez que todas as linearizações são adicionadas até que CRIT1 chegue ao seu valor mínimo.

8.3.3.4 Relaxação das restrições de integralidade

Nos casos em que há restrições no problema que requerem a modelagem mediante variáveis inteiras (vertimento não controlável, térmicas com *commitment* e/ou custo côncavo), cada micro iteração implica na solução de um problema de programação inteira, o que onera consideravelmente o tempo de solução.

Foi adotada uma estratégia de solução onde as variáveis inteiras começam relaxadas e novas restrições de violações de circuitos e linearizações de perdas são adicionadas. Após a convergência, então, a representação das variáveis inteiras é ativada para que sejam feitas micro iterações adicionais até a convergência final.

Esta estratégia mostrou-se eficiente computacionalmente e sem afetar a qualidade da solução.

8.3.3.5 Tratamento de casos onde as perdas excedem a linearização

Foi adicionada uma estratégia para os casos onde, devido a custo marginal negativo, as perdas em alguns circuitos eram aumentadas artificialmente, ultrapassando os valores das linearizações. Quando um caso destes é detectado, uma penalidade de \$1/MWh é definida para as perdas destes circuitos. Esta penalidade pode ser aumentada no decorrer das micro iterações até que as perdas não sejam utilizadas para aumentar artificialmente a demanda. Depois de obtida a solução, as perdas são fixadas nos valores obtidos, as penalidades são retiradas e é efetuado um *restart* primal, a partir da base primal viável, para o cálculo correto dos custos marginais.

9 DISPONIBILIDAD E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Este conjunto de restrições tem o objetivo de modelar a estrutura de produção, consumo e logística de transporte de gás natural, que é o combustível utilizado por algumas usinas termoelétricas.

Representa-se o sistema de gás natural por um modelo de fluxo em redes através de um conjunto de nós – que representam as áreas onde ocorre a produção e consumo do gás, os quais estão associados às usinas térmicas – e arcos – que representam os gasodutos que interconectam estas áreas.

9.1 Produção de gás

9.1.1 Custos de produção

Para a contabilização dos custos de produção de gás existem as seguintes possibilidades:

1. Rede de gás com custo de combustível por térmica:

Nesta representação se consideram os custos de combustíveis das térmicas e se ignoram os custos de produção de gás. Pequenas penalidades (10-3) são adicionadas na produção no nó de gás para ajudar na convergência do modelo.

2. Rede de gás com custo de produção por nó:

Neste caso se consideram os custos de produção de gás, sendo ignorados os custos de combustível e de transporte das usinas térmicas associadas. Matematicamente, os seguintes termos são adicionados à função objetivo:

$$\text{Min } \sum_{n=1}^{N_g} CP_t(n)P_t(n)$$

onde

$CP_t(n)$ Custo de produção de gás natural no nó n , na etapa t k\$/M[UV] D

9.1.2 Limites de produção

Os nós do sistema de gás natural podem estar associados a fontes de produção locais que, por sua vez estão associados a limites mínimos e máximos diários. Estas restrições operacionais são representadas pelo seguinte conjunto de equações:

$$\bar{P}_t(n) \leq P_t(n) \leq \underline{P}_t(n) \quad \text{for } n = 1, \dots, N_g \quad (9.1)$$

onde

n índices dos nós de produção de gás
 N_g número de nós de produção de gás
 $\bar{P}_t(n)$ máximo limite de produção em um nó n na etapa t M[UV]/dia D
 $\underline{P}_t(n)$ mínimo limite de produção em um nó n na etapa t M[UV]/dia D

$P_t(n)$ produção de gás natural no nó n , etapa t M[UV]/dia V

9.2 Transporte de gás

9.2.1 Custo de transporte nos gasodutos

De forma análoga ao custo de produção de gás no nó, o custo de transporte nos gasodutos obedece à seguinte representação:

1. Rede de gás com custo de combustível por térmica:

Nesta representação se ignoram os custos de transporte nos gasodutos. Pequenas penalidades (10^{-3}) são adicionadas às variáveis de fluxo nos gasodutos para facilitar a convergência do modelo.

2. Rede de gás com custo de produção por nó:

Neste caso se consideram os custos de transporte de gás nos gasodutos, ignorando os custos de combustível térmico, adicionando os seguintes termos na função objetivo:

$$\sum_{n=1}^{N_g} \sum_{m=1}^{\Omega(n)} CT_t(m, n) f_t(m, n)$$

onde

$CT_t(m, n)$ Custo de transporte no gasoduto que conecta os nós m e n na etapa t k\$/M[UV] D

9.2.2 Limite de fluxo nos gasodutos

Os nós de gás natural são interconectados por gasodutos. Cada gasoduto pode ser caracterizado por seus limites de transporte de fluxo mínimo e máximo, originando as seguintes restrições:

$$\underline{f}_t(n, m) \leq f_t(n, m) \leq \bar{f}_t(n, m) \quad \text{para } (n, m) \in M_g \quad (9.2)$$

onde

n, m índices dos nós terminais dos gasodutos

M_g número de gasodutos de gás natural

$\bar{f}_t(n, m)$ limite máximo de fluxo no gasoduto que conecta os nós terminais n e m do sistema de gás na etapa t M[UV]/dia D

$\underline{f}_t(n, m)$ limite mínimo de fluxo no gasoduto que conecta os nós terminais n e m do sistema de gás na etapa t M[UV]/dia D

$f_t(n, m)$ fluxo de gás natural no gasoduto que conecta os nós terminais n e m do sistema de gás na etapa t M[UV]/dia V

9.3 Balanço térmico na simulação da rede de gás

Para cada etapa, a soma das demandas em cada nó deve ser igual à soma das ofertas – produção local ou importação através dos gasodutos – e o déficit de gás – caso não exista gás

natural para ou atendimento da demanda não elétrica de gás. Para cada nó do sistema de gás, aplica-se a seguinte restrição de balanço:

$$P_t(n) + \sum_{m \in \Omega(n)} (1 - p_t(m, n)) f_t(m, n) - \sum_{m \in \Omega(n)} f_t(n, m) - \sum_{j \in T(n)} \phi_t(j) g_t(j) + \sum_{k \in D(n)} \delta_t(n, k) = \sum_{k \in D(n)} d_t(n, k) \quad \text{para } n = 1, \dots, N_g \quad (9.3)$$

onde

$\Omega(n)$	conjunto de nós do sistema de gás conectados ao nó n		
$T(n)$	conjunto de térmicas diretamente conectadas ao nó n do sistema de gás		
$D(n)$	conjunto de demandas não elétricas no nó n do sistema de gás		
$P_t(n)$	produção de gás natural no nó n , na etapa t	M[UV]/dia	V
$p_t(m, n)$	fator de perdas do gasoduto que conecta os nós m e n na etapa t (direção $m \rightarrow n$)	M[UV]/dia /MWh	D
$f_t(m, n)$	fluxo de gás natural através do gasoduto que conecta os nós m e n na etapa t (direção $m \rightarrow n$)	M[UV]/dia	V
$\phi_t(j)$	fator de conversão de consumo para a usina térmica j na etapa t	M[UV]/dia/MWh	D
$g_t(j)$	geração da usina térmica j na etapa t	MWh	V
$\delta_t(n, k)$	déficit de gás natural do nó n na etapa t , bloco k	M[UV]/dia	V
$d_t(n, k)$	demanda de gás natural do nó n na etapa t , bloco k	M[UV]/dia	D

10 USINAS TÉRMICAS COM CUSTOS DE EMISSÃO DE CO₂

O SDDP permite a representação de custos de emissão de CO₂. Neste caso a geração térmica tem mais uma parcela na função objetivo como mostrado a seguir:

$$\sum_{h=1}^3 c_{co_2}(t) \times \varphi_e(l) \times \varphi_r(j) \times \varphi(j) \times g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (10.1)$$

onde

l	índice do combustível associado à usina j		
$c_{co_2}(t)$	custo de emissão CO ₂ na etapa t	\$/tCO ₂	D
$\varphi_e(l)$	fator de emissão do combustível l	tCO ₂ /UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emissão da usina térmica j	p.u.	D
$\varphi(j)$	fator de consumo da usina térmica j	UC/MWh	D
$g_{tk}(j, h)$	geração da usina térmica j no segmento h , na etapa t , bloco k	MWh	V

11 CLASSIFICAÇÃO DAS RESTRIÇÕES

As restrições do SDDP podem ser classificadas em restrições brandas e restrições duras. As restrições tipo dura (D) são obrigatoriamente obedecidas pelo programa enquanto que para as restrições de tipo brandas (B) uma variável de folga, penalizada na função objetivo, é utilizada para representar a inviabilidade. A seguir são listadas todas as restrições disponíveis no SDDP, sua classificação e o valor padrão da penalização no caso das restrições brandas.

Restrição	Tipo	Penalização padrão
Balanco hídrico	H	–
Limite armazenamento	H	–
Turbinamento mínimo	S	Valor especificado no campo “Penalização violação defluência mínima” na seção “Parâmetros Econômicos”
Turbinamento máximo	H	–
Limites geração térmica	H	–
Atendimento à demanda	H	–
Volume alerta	S	1.1 × custo da térmica mais cara sendo despachada
Volume mínimo	S	1.1 × custo déficit
Volume espera	H	-
Defluência total mínima	S	Valor especificado no campo “Penalização violação defluência mínima” na seção “Parâmetros Econômicos”
Defluência total máxima	S	0
Regularização em usinas fio d’água	H	–
Limite de consumo de combustível	H	–
Limite taxa consumo de combustível	H	–
Restrição geração mínima	H	–
Restrição geração	S	1.1 × custo déficit
Reserva rodante	H	–
Reserva de geração	S	1.1 × custo déficit
Irrigação	S	Existem 3 tipos de restrições:
Soma de intercâmbios	H	Energia prioritária: 1.1 × custo déficit
Limite de fluxo nos circuitos	H	Irrigação prioritária: 1.1 × custo térmica mais cara sendo despachada
Representação links DC	H	Valor fixo: 0
Limites exportação/importação áreas	H	–
Soma de fluxo nos circuitos	H	–

12 DICIONÁRIO DE VARIÁVEIS

Nome	Descrição	Unit	Tipo
k	índice dos blocos de uma etapa		
K	número de blocos		
$h(k)$	duração do bloco k	horas	D
d_{tk}	demanda de energia da etapa t , bloco k	MWh	D
c_{δ}	representação genérica para ou custo de violações operativas	\$/ unidade violação	D
δg_t	violação da demanda (déficit) na etapa t	unidade violação	V
i	índice de usinas hidroelétricas		
I	número de usinas hidroelétricas		
$I_U(i)$	conjunto de usinas a montante que turbinam para i		
$I_S(i)$	conjunto de usinas a montante que vertem para i		
$I_F(i)$	conjunto de usinas a montante que filtram para i		
$v_{t+1}(i)$	volume da usina i ao final da etapa t	hm ³	V
$v_t(i)$	volume da usina i ao início da etapa t	hm ³	D
$\alpha_t(i)$	volume afluência afluenta à usina i durante a etapa t	hm ³	D
$\varepsilon(v_t(i))$	volume evaporado pela usina i durante a etapa t	hm ³	D
$u_{tk}(i)$	volume afluência turbinado pela usina i durante a etapa t , bloco k	hm ³	V
$s_{tk}(i)$	volume vertido pela usina i durante a etapa t , bloco k	hm ³	V
$\phi_{tk}(i)$	volume filtrado na usina i , durante a etapa t , bloco k	hm ³	V
$x_t(i)$	variável 0-1 que implementa a característica de Vertimento não controlável para a usina i	0-1	V
$\bar{v}_t(i)$	volume mínimo armazenado da usina i ao final da etapa t	hm ³	D
$\underline{v}_t(i)$	volume mínimo armazenado na usina i ao final da etapa t	hm ³	D
$\bar{u}_{tk}(i)$	volume turbinado máximo para a usina i na etapa t , bloco k	hm ³	D
$\underline{u}_{tk}(i)$	volume turbinado mínimo para a usina i na etapa t , bloco k	hm ³	D
$\delta u_{tk}(i)$	violação do volume mínimo para a usina i na etapa t , bloco k	hm ³	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de produção da usina i na etapa t calculado em função do nível do reservatório ao início da etapa	MWh/hm ³	D

Nome	Descrição	Unit	Tipo
$\bar{\rho}(i)$	coeficiente de produção médio da usina i	MWh/hm ³	D
$\underline{v}_{at}(i)$	volume de alerta da usina i na etapa t	hm ³	D
$\delta_{at}(i)$	violação do volume de alerta da usina i na etapa t	hm ³	V
$\underline{v}_{mt}(i)$	volume mínimo operativo da usina i na etapa t	hm ³	D
$\delta_{mt}(i)$	violação do volume mínimo operativo da usina i na etapa t	hm ³	V
$\underline{v}_{et}(i)$	volume de controle de inundações da usina i na etapa t	hm ³	D
$\underline{\Delta}_t(i)$	defluência total máxima da usina i na etapa t	hm ³	D
$\overline{\Delta}_t(i)$	defluência total mínima da usina i na etapa t	hm ³	D
$\delta_{1t}(i)$	violação da restrição de defluência total mínima da usina i na etapa t	hm ³	V
$\delta_{2t}(i)$	violação da restrição de defluência total máxima da usina i na etapa t	hm ³	V
$\phi(i)$	fator de regulação para a usina i	p.u.	D
$r_t(i)$	volume de irrigação da usina i da usina i na etapa t	hm ³	V
$\delta r_t(i)$	violação da irrigação da usina i na etapa t	hm ³	V
$r_{tk}(i)$	reserva rodante da usina i , etapa t , bloco k	MW	D
p	índices para os segmentos da função de custo futuro (linear por partes)		
P	número de segmentos da função de custo futuro (linear por partes)		
α	variável escalar que representa o valor esperado do custo futuro	k\$	V
$w_t(p)$	termo constante do p -ésimo segmento da função de custo futuro (linear por partes)	k\$	D
$\lambda_{tv}(i, p)$	coeficiente para a usina i do p -ésimo segmento da função de custo futuro (linear por partes)	k\$/hm ³	D
$\lambda_{ta}(i, p)$	coeficiente para ou volume afluyente à usina i do p -ésimo segmento da função de custo futuro (linear por partes)	k\$/hm ³	D
N_r	número de reservatórios no sistema		
$J(i)$	conjunto de usinas hidro localizadas a jusante da usina i		
$f_{vutil}(i)$	fator de participação do volume da usina i no sistema	p.u.	D
δ_t	violação da curva de aversão a risco na etapa t	MWh	V
f_{ea}	fator da curva de aversão a risco	p.u.	D
j	índice das usinas térmicas		
J	número de usinas térmicas		
C	conjunto de usinas térmicas com representação de unit commitment		D

Nome	Descrição	Unit	Tipo
$c(j)$	custo operativo da usina térmica j	\$/MWh	D
$c_a(j)$	custo de arranque da usina térmica j	k\$	D
$x_{tk}(j)$	decisão de commitment da usina térmica na etapa t , bloco k	p.u.	V
$g_{tk}(j)$	geração da usina j na etapa t , bloco k	MWh	V
$\underline{g}_{tk}(j)$	geração mínima geração da usina j na etapa t , bloco k	MWh	D
$\overline{g}_{tk}(j)$	geração máxima geração da usina j na etapa t , bloco k	MWh	D
$c(j, h)$	custo unitário de produção da usina j no segmento h	\$/MWh	D
$g_{tk}(j, h)$	geração de usina térmica j no segmento h	MWh	V
$\sigma(j, h)$	fator de participação do segmento h em relação à capacidade da usina térmica j	p.u.	D
l	índice dos combustíveis		
F	número de combustíveis		
$\Phi(l)$	conjunto de usinas que utilizam o combustível l		
$\Phi_t(l)$	disponibilidade do combustível l na etapa t	UC	D
$\varphi(j)$	fator de consumo da usina j	UC / MWh	D
$\tau_t(l)$	taxa de consumo máxima do combustível l na etapa t	UC/hora	D
$c_{co_2}(t)$	custo de emissão de CO2 na etapa t	\$/tCO ₂	D
$\varphi_e(l)$	fator de emissão do combustível l	tCO ₂ /UC	D
$\varphi_r(j)$	coeficiente de emissão da usina j	p.u.	D
$\varphi(j)$	fator de consumo do combustível da usina j	UC/MWh	D
r	índice das restrições de geração		
R	número de restrições de geração		
$J(r)$	conjunto de usinas térmicas na restrição r		
$I(r)$	conjunto de usinas hidroelétricas na restrição r		
$\underline{G}_{tk}(r)$	limite inferior da restrição r na etapa t , bloco k	MWh	D
$\overline{G}_{tk}(r)$	limite superior da restrição r na etapa t , bloco k	MWh	D
r	índice das restrições de reserva de geração		
R_1	número de restrições de reserva de geração tipo 1		
R_2	número de restrições de reserva de geração tipo 2		
R_3	número de restrições de reserva de geração tipo 3		
$f(r)$	fator da demanda correspondente à restrição de reserva r	p.u.	D
s	índices dos sistemas ou regiões		
S	número de sistemas		
$I(s)$	conjunto de usinas hidroelétricas no sistema s		

Nome	Descrição	Unit	Tipo
$J(s)$	conjunto de usinas térmicas no sistema s		
$\Omega(s)$	conjunto de sistemas diretamente conectados ao sistema s		
$d_{tk}(s)$	demanda de energia no sistema s , na etapa t , no bloco k	MWh	D
$\omega_{tk}(l, s)$	transferência de energia do sistema l ao sistema s na etapa t , bloco k	MWh	V
$\bar{\omega}(l, s)$	limite de transferência desde o sistema l ao sistema s	MWh	D
$c(l, s)$	custo de transferência do sistema l ao sistema s	\$/MWh	D
$c(s, l)$	custo de transferência do sistema s ao sistema l	\$/MWh	D
si	índices das restrições de soma de intercambio		
N_{si}	número de restrições de soma de intercambio		
$K(si)$	número de linhas de intercambio pertencentes à restrição de soma de intercambio si		
$I_{tk}(m, si)$	linha de intercambio m da restrição si , na etapa t , bloco k	MWh	V
$\underline{I}_{tk}(m, si)$	limite inferior da restrição de soma de intercambio si , no bloco k e na etapa t	MWh	D
$\bar{I}_{tk}(m, si)$	limite superior da restrição de soma de intercambio si , no bloco k e na etapa t	MWh	D
n	índices de barras		
N	número de barras		
$g(n)$	geração na barra n	MWh	V
$d(n)$	demanda na barra n	MWh	D
m	índices de circuitos		
M	número de circuitos		
$f(m)$	fluxo de potência no circuito m	MWh	V
$\Omega(n)$	conjunto de circuitos diretamente conectados à barra n		
$\gamma(m)$	susceptancia do circuito m		
$\theta(n)$	ângulo nodal da barra n		
$n(i)$	conjunto de barras associadas à usina i		
$n_F(m)$	barra DE do circuito m		
$n_T(m)$	barra PARA do circuito m		
l	índices de enlace DC		
L	número de enlaces DC		
$\bar{\gamma}_{tk}(l)$	limite de fluxo do enlace DC l na etapa t , bloco k	MWh	D
a	índices de áreas elétricas		
A	número de áreas		

Nome	Descrição	Unit	Tipo
$I(a)$	conjunto de usinas hidroelétricas pertencentes à área a		
$J(a)$	conjunto de usinas térmicas pertencentes ao área a		
$N(a)$	conjunto de barras pertencentes ao área a		
$\bar{I}_{tk}(a)$	limites de importação do área a na etapa t , bloco k	MWh	D
$\bar{E}_{tk}(a)$	limites de exportação do área a na etapa t , bloco k	MWh	D
sc	índices das restrições de soma de fluxo nos circuitos		
N_{sc}	número de restrições de soma de fluxo nos circuitos		
$K(sc)$	número de circuitos pertencentes à restrição de soma de fluxo em circuitos sc		
$\alpha(m)$	fator multiplicativo associado ao circuito m da restrição sc		
$\underline{F}(sc)$	limite inferior da restrição de soma de fluxo em circuitos sc	MWh	D
$\bar{F}(sc)$	limite superior da restrição de soma de fluxo em circuitos sc	MWh	D
n	índices dos nós de produção de gás natural		
N_g	número de nós de produção de gás natural		
$\Omega(n)$	conjunto de nós do sistema de gás conectados ao nó n		
$T(n)$	conjunto de usinas térmicas associadas ao nó n do sistema de gás		
$D(n)$	conjunto de demandas no elétricas conectadas ao nó n do sistema de gás		
$\bar{P}_t(n)$	limite máximo de produção de gás do nó n na etapa t	M[UV]/dia	D
$\underline{P}_t(n)$	limite mínimo de produção de gás do nó n na etapa t	M[UV]/dia	D
$P_t(n)$	produção de gás natural no nó n na etapa t	M[UV]/dia	V
n, m	índices dos nós terminais dos gasodutos		
M_g	número de gasodutos		
$\bar{f}_t(n, m)$	limite máximo de fluxo de gás do gasoduto que conecta os nós n e m , na etapa t	M[UV]/dia	D
$\underline{f}_t(n, m)$	limite mínimo de fluxo de gás do gasoduto que conecta os nós n e m , na etapa t	M[UV]/dia	D
$f_t(n, m)$	fluxo de gás natural do gasoduto que conecta os nós n e m , na etapa t	M[UV]/dia	V

Nome	Descrição	Unit	Tipo
$p_t(m, n)$	fator de perdas do gasoduto que conecta os nós m e n na etapa t (quando o fluxo está na direção $m \rightarrow n$)	M[UV]/dia/MWh	D
$\phi_t(j)$	fator de conversão de consumo de gás para a usina térmica j na etapa t	M[UV]/dia/MWh	D
$\delta_t(n, k)$	déficit da demanda de gás natural k no nó n na etapa t	M[UV]/dia	V
$d_t(n, k)$	demanda de gás natural k no nó n , na etapa t	M[UV]/dia	D

13 BIBLIOGRAFIA

Pereira, M.V., Pinto, L.M.V.G., "Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning", *Mathematical Programming*, Volume 52, Numbers 1-3, pp. 359-375, May, 1991

Pereira, M.V., McCoy M.F., Merrill, H.M., "Managing risk in the new power business", *IEEE Computer Applications in Power*, pp.18-24, Apr, 2000.

Gorenstin, B.G., Campodonico, N.M., Costa, J.P., Pereira, M.V.F., "Stochastic optimization of a hydro-thermal system including network constraints", *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, pp. 127-133, May, 1991.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Planning Risks. In: Risk Tutorial", *IEEE Pica Conference*, Santa Clara, 1999.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models", *EPSOM'98*, Zurique, Suíça, 1998.

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Kelman, R., "Programación Dinámica Dual Estocástica (MPODE y SUPER/OLADE)", *Seminario Internacional Modelos de Planeación y Mercados para el Sistema Eléctrico Colombiano*, 1998, Bogotá, Colombia, 1998

Pereira, M. V., Campodonico, N.M., Gorenstin, B.G., Costa, J. P., "Application of Stochastic Optimization in Power System Planning and Operation". *International Symposium on Electric Power Engineering*, Estocolmo, Suécia, 1995.

A. PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA

A.1 Formulação do problema

Formula-se o problema de despacho hidrotérmico multi-etapa se como um problema de programação dinâmica estocástica, que se caracteriza pela seguinte equação recursiva:

$$\alpha(v_{t-1}, a_{t-1}) = E\{ \text{Min} [z_t(e_t) + \alpha_{t+1}(v_t, a_t)] \} \quad (\text{A.1})$$

s.a.

$$v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}(i) + a_t(i)$$

$$0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i)$$

$$0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i)$$

$$e_t(i) = \rho(i)u_t(i)$$

$$i = 1, \dots, I$$

onde i é o índice das usinas hidroelétricas (I = número de usinas) e $z_t(e_t)$ representa o custo operativo associado à geração hidro e_t , isto é:

$$z_t(e_t) = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + c_\delta \delta_t \quad (\text{A.2})$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I e_t(j) + \delta_t = d_t$$

$$0 \leq g_t(j) \leq \bar{g}_t(j) \quad j = 1, \dots, J$$

onde j é o índice das térmicas (J = número de térmicas).

Em teoria, o procedimento recursivo (A.1) poderia ser resolvido através de um algoritmo de programação dinâmica estocástica (PDE). Entretanto, o esforço computacional de um algoritmo PDE tradicional cresce exponencialmente com o número de variáveis de estado do problema.

Considerando esta limitação, utiliza-se a técnica de programação dinâmica estocástica dual (do inglês Stochastic Dynamic Dual Programming – SDDP), que permite obter os mesmos resultados da PDE tradicional, sem a necessidade de discretização do espaço de estados. O algoritmo SDDP é um processo iterativo de construção de uma aproximação da função de custo futuro, cuja precisão depende de dois parâmetros: o tamanho da amostra de estados (L) e o número de cenários condicionados utilizados no cálculo da função de custo futuro (N).

A.2 Passos do algoritmo SDDP

A.2.1 Seleção do conjunto inicial de estados

Na primeira iteração é necessário selecionar L estados iniciais. Para cada etapa t o estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) representa as condições iniciais de armazenamento e aflúências, para $l = 1, \dots, L$.

A.2.1 Estados iniciais de armazenamento

O estado inicial de armazenamento para a etapa $t = 1$ é um dado conhecido, igual a v_n para cada um dos L estados. Os estados iniciais de armazenamento $\{v_{t-1}^l\}$, $l = 1, \dots, L$ e $t = 2, \dots, T$ são obtidos dividindo-se a capacidade do reservatório em L diferentes valores. Por exemplo, se $L = 5$, os estados de armazenamento seriam 100%, 75%, 50%, 25% e 0%.

A.2.1 Estados iniciais de afluições

A condição hidrológica inicial a_0 também é um dato conhecido. Os estados iniciais de afluições anteriores $\{a_{t-1}^l\}$, $l = 1, \dots, L$ são obtidos gerando um conjunto de L sequências hidrológicas para as etapas $t = 2, \dots, T$. O processo de geração consiste em sortear aleatoriamente um vetor de ruídos ξ_t^l com distribuição Lognormal de três parâmetros e calcular o vetor de afluições para a etapa t , sequência l como:

$$a_t^l = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^l \quad (\text{A.3})$$

As matrizes Φ_{t-1} e Λ_t contem os parâmetros do modelo estocástico de afluições. Φ_{t-1} representa a relação entre as afluições de uma mesma usina em etapas consecutivas (correlação temporal), enquanto que Λ_t representa a relação entre todas as afluições do sistema na mesma etapa (correlação espacial). Para ilustrar o modelo de afluições, neste documento, utiliza-se um modelo autoregressivo de ordem 1, com o objetivo de simplificar a notação. Contudo, observa-se que a utilização de modelos de ordem superior não compromete a eficiência da metodologia SDDP.

A.2.2 Cálculo da função aproximada de custo futuro

A aproximação da função de custo futuro pode ser construída através de uma recursão no sentido inverso do tempo. Para cada etapa t e para cada estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) repete-se o seguinte processo.

A.2.2 Geração de N cenários de afluições condicionadas

Gerar N cenários de afluições condicionadas à afluição a_{t-1}^l , como ilustrado a seguir:

$$a_t^{ln} = \Phi_{t-1} \times a_{t-1}^l + \Lambda_t \times \xi_t^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N \quad (\text{A.4})$$

onde Φ_{t-1} e Λ_t são os parâmetros do modelo estocástico de afluições para a etapa t , e o ξ_t^n é obtido por um sorteio aleatório de uma distribuição Lognormal.

A.2.2 Solução do problema operativo

Seja v_{t-1}^l o vetor de armazenamentos iniciais e a_t^{ln} um dos vetores de afluições condicionadas produzido no passo A.2.2. Resolve-se, então, o problema operativo para a etapa t :

$$w_t^{ln} = \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \quad (\text{A.5})$$

$$\begin{aligned}
 \text{s.a.} \quad & v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + a_t^{ln}(i) & \pi_{v_{t-1}^l}^{ln}(i) \\
 & 0 \leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) & \pi_{\bar{v}_t}^{ln}(i) \\
 & 0 \leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i) & \pi_{\bar{u}_t}^{ln}(i) \\
 & e_t(i) = \rho(i)u_t(i) \\
 & \alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t^{ln}(i) + r_t^p & \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p) \\
 & \alpha_{t+1} \geq 0 \\
 & \text{para } i = 1, \dots, I; \text{ para } j = 1, \dots, J; \text{ para } p = 1, \dots, P(t)
 \end{aligned}$$

onde $P(t)$ é o número de aproximações da função de custo futuro na etapa t . Inicialmente $P(t) = 0$.

A.2.2 Cálculo das derivadas

Depois da solução do problema (A.5) para cada um dos cenários de afluições condicionadas, calculam-se as derivadas da função objetivo com relação às condições iniciais (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) .

O vetor $\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l$ representa a variação do custo operativo com relação aos armazenamentos iniciais. Como estes armazenamentos somente estão na equação de balanço hídrico, tem-se:

$$\partial w_t^{ln} / \partial v_{t-1}^l = \pi_{v_{t-1}^l}^{ln} \quad (\text{A.6})$$

onde $\pi_{v_{t-1}^l}^{ln}$ é o multiplicador Simplex associado à equação de balanço hídrico do problema (A.5).

A variação do custo operativo com relação às afluições anteriores, $\partial w_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$, obtém-se da seguinte maneira: Mesmo que a_{t-1}^l não esteja no lado direito do problema (A.5), através do uso da regra da cadeia pode-se obter o valor da derivada:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} \times \frac{\partial a_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \quad (\text{A.7})$$

Dado que a_t^{ln} está na equação de balanço hídrico e nas restrições de custo futuro, tem-se que:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_t^{ln}} = \pi_{v_{t-1}^l}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^P \phi_{a_t}^p \times \pi_{\alpha_{t+1}}^{ln}(p) \quad (\text{A.8})$$

Para obter o termo $\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l$ substituí-se a_t^{ln} pela expressão (A.4) do modelo estocástico de afluições. Derivando, tem-se que:

$$\partial a_t^{ln} / \partial a_{t-1}^l = \Phi_{t-1} \quad (\text{A.9})$$

A derivada desejada é calculada como o produto das duas expressões anteriores, ou seja:

$$\frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} = [\pi_{v_{t-1}}^{ln}(i) + \sum_{p=1}^p \phi_{a_t}^p \times \pi_{a_{t+1}}^{ln}(p)] \times \Phi_{t-1} \quad (\text{A.10})$$

Por simplicidade de notação, define-se:

$$\phi_{a_{t-1}}^{ln} = \frac{\partial w_t^{ln}}{\partial a_{t-1}^l} \quad (\text{A.11})$$

A.2.2 Cálculo da aproximação da função de custo futuro

Depois da solução dos N problemas correspondentes aos N cenários condicionados ao estado (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) e cálculo das derivadas com relação às condições iniciais para cada cenário n , o valor esperado destas derivadas está dado por:

$$\phi_{v_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \pi_{v_{t-1}}^{ln} \quad (\text{A.12})$$

$$\phi_{a_{t-1}}^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \phi_{a_{t-1}}^{ln} \quad (\text{A.13})$$

e o valor esperado da função objetivo é:

$$w_t^l = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N w_t^{ln} \quad (\text{A.14})$$

Uma aproximação da função de custo futuro da etapa anterior $t - 1$ é obtida através da linearização do valor esperado w_t^l no entorno do estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) , ou seja:

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq w_t^l + \phi_{v_{t-1}}^l \times (v_{t-1} - v_{t-1}^l) + \phi_{a_{t-1}}^l \times (a_{t-1} - a_{t-1}^l) \quad (\text{A.15})$$

Separando os valores conhecidos das variáveis de decisão e agregando os termos, obtém-se:

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1} + r_{t-1}^l \quad (\text{A.16})$$

onde r_{t-1}^l é um termo constante dado por:

$$r_{t-1}^l = w_t^l - \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1}^l - \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1}^l \quad (\text{A.17})$$

A.2.2 Atualização da função de custo futuro da etapa anterior

O procedimento apresentado em A.2.2 produz um hiperplano que aproxima a função de custo futuro da etapa anterior $t - 1$ no entorno do estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) . Este processo se repete para cada estado l , com $l = 1, \dots, L$. Desta forma, gera-se L aproximações da função de custo futuro para a etapa $t - 1$. Estes L novos hiperplanos são adicionados ao problema da etapa anterior e, portanto $P(t - 1) \leftarrow P(t - 1) + L$.

A.2.3 Cálculo do limite inferior

Resolve-se o problema operativo para a primeira etapa, $t = 1$. Os segmentos da função de custo futuro para esta etapa foram obtidos como mostrado na seção A.2.2. O valor esperado do custo operativo durante ou período de planejamento é calculado como:

$$\underline{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L w_1^l \quad (\text{A.18})$$

onde

\underline{w} valor esperado do custo operativo

w_1^l valor ótimo do problema operativo da primeira etapa dado o volume inicial v_0 e o vetor de afluências α_1^l :

$$w_1^l = \text{Min} \sum_{j=1}^J c_1(j)g_1(j) + c_\delta \delta_t + \alpha_1 \quad (\text{A.19})$$

sujeito às restrições operativas etc.

Se o procedimento apresentado nas seções A.2.1 e A.2.2 for aplicado a todos os estados $(v_{t-1}^l, \alpha_{t-1}^l)$, possíveis do sistema, o custo operativo médio calculado em (A.18) seria, por definição, a solução ótima do problema estocástico. Como o número total de estados é excessivamente elevado, aplica-se o procedimento a um subconjunto de L estados. Portanto, as funções de custo futuro $\{\alpha_1\}$ calculadas são aproximações das funções verdadeiras. Em particular, dado que a aproximação da função de custo futuro não inclui todos os segmentos, o valor \underline{w} em (A.18) é um limite inferior para a solução ótima.

A.2.4 Cálculo do limite superior

O cálculo do limite superior está baseado no fato de que o custo esperado resultante da simulação operativa do sistema para qualquer função de custo futuro não pode ser inferior ao valor ótimo. O processo consiste em uma simulação no sentido direto do tempo para uma mostra de tamanho L . O procedimento de simulação se apresenta a seguir.

A.2.4 Estados iniciais de armazenamento

Para a etapa $t = 1$ considera-se o vetor de volumes iniciais v_0 .

A.2.4 Estados iniciais de afluências

Os estados iniciais de afluências para as etapas $t = 1, \dots, T$ e para os cenários $l = 1, \dots, L$ são os mesmos que se sortearam na seção A.2.1.

A.2.4 Simulação operativa

Para cada etapa t e para cada estado inicial $(v_{t-1}^l, \alpha_{t-1}^l)$ resolve-se o problema operativo:

$$w_t^l = \text{Min} z_t(e_t) + \alpha_{t+1} \quad (\text{A.20})$$

$$\text{s.a.: } v_t(i) + s_t(i) + u_t(i) - \sum_{m \in M_i} [s_t(m) + u_t(m)] = v_{t-1}^l(i) + \alpha_t^l(i)$$

$$\begin{aligned}
0 &\leq v_t(i) \leq \bar{v}_t(i) \\
0 &\leq u_t(i) \leq \bar{u}_t(i) \\
e_t(i) &= \rho(i)u_t(i) \\
\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) &\geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) + r_t^p \\
\alpha_{t+1} &\geq 0 \\
\text{para } i &= 1, \dots, I; \text{ para } j = 1, \dots, J; \text{ para } p = 1, \dots, P(t)
\end{aligned}$$

onde $P(t)$ é o número de aproximações da função de custo futuro na etapa t , obtidas no processo recursivo apresentado em A.2.2. O seguinte valor está associado à solução deste problema:

$$z_t^l = w_t^l - \alpha_t^l \quad (\text{A.21})$$

onde w_t^l é o valor ótimo da solução e α_t^l é o valor da variável de custo futuro na solução ótima. Em outras palavras, z_t^l representa o custo operativo na etapa t , sem custo futuro.

A.2.4 Atualização do estado inicial de armazenamento

Para as etapas $t, t = 2, \dots, T$, atualize os estados iniciais de armazenamento utilizando o vetor de armazenamentos finais v_{t-1}^l obtido na solução do problema operativo da etapa $t - 1$ para ou l -ésimo cenário.

A.2.4 Obtenção do limite superior

Depois da solução do problema (A.20) para cada estado inicial (v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) e para cada etapa, calcula-se:

$$\bar{w} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^L z^l \quad (\text{A.22})$$

onde z^l é o custo operativo total da sequência l :

$$z^l = \sum_{t=1}^T z_t^l \quad (\text{A.23})$$

A.2.5 Verificação da otimalidade

O limite superior estimado em (A.22) está baseado em uma mostra de L sequências de afluições. Portanto, existe uma incerteza associada a esta estimativa, que depende do desvio padrão do estimador:

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{L^2} \sum_{l=1}^L (z^l - \bar{w})^2} \quad (\text{A.24})$$

O intervalo de confiança (de 95%) para \bar{w} é:

$$[\bar{w} - 1.96\sigma_w; \bar{w} + 1.96\sigma_w] \quad (\text{A.25})$$

Se o limite inferior \underline{w} está dentro do intervalo (A.25) diz-se que a solução é ótima. Caso contrário, deve-se melhorar a aproximação das funções de custo futuro e, portanto, repetir o procedimento apresentado na seção A.2.2. Os novos estados de armazenamento são os novos valores para os volumes armazenados (v_{t-1}^l) obtidos na simulação operativa apresentada na seção A.2.4. Os estados de afluências (a_{t-1}^l) não se modificam.

B. MODELO ESTOCÁSTICO DE AFLUÊNCIAS

B.1 Objetivo

Neste Anexo se descreve o modelo estocástico de afluições utilizado pelo modelo SDDP. O modelo busca caracterizar, da forma mais realista e simples possível:

- a dependência de uma sequência de volumes afluentes a um reservatório com seu ciclo anual e com seu próprio histórico recente;
- a natureza da distribuição do vetor de ruídos em cada intervalo de tempo;
- a natureza da interdependência entre as afluições aos diferentes reservatórios.

O modelo de afluições é capaz de determinar e aplicar diferentes ordens de autocorrelação para cada período do modelo. Neste texto, procura-se simplificar a representação matemática do modelo, considerando o tipo AR(1). A razão é facilitar a compreensão do modelo, o qual se descreve na Seção B.2, incluindo procedimentos para a estimação dos parâmetros do modelo autoregressivo, caracterização da distribuição de ruídos, e testes para verificar se o modelo está adequado.

Já na seção B.3, descreve-se como se modela e se estima a relação entre as afluições afluentes a diferentes reservatórios.

O modelo gera séries sintéticas de afluições que são utilizadas na fase forward do algoritmo do SDDP, ou na simulação da operação do sistema. O modelo de afluições também gera sequências de afluições condicionadas, utilizadas na fase backward do algoritmo.

A Seção B.4 descreve como o programa SDDP gera sequências sintéticas de afluições e como é realizada a estimativa dos parâmetros.

B.2 Modelo de afluições a um único reservatório

B.2.1 O Modelo ARP(1)

B.2.1 Introdução

Os parâmetros que caracterizam as sequências de afluições (i.e. média, desvio padrão, assimetria e correlação temporal) geralmente apresentam um comportamento periódico durante ou ano. Estas sequências podem ser analisadas por modelos autoregressivos periódicos, ARP. Neste texto assume-se um modelo autoregressivo de ordem 1 para cada período, i.e. toda a informação de correlação entre afluições presente e passada está contida na correlação com o período anterior. Neste modelo, a autocorrelação reduz-se exponencialmente com o aumento do número de períodos autoregressivos lineares.

Para descrever o modelo será utilizada a seguinte notação:

m para períodos, $m = 1, 2, \dots, s$, onde s é o número de etapas do ano ($s = 12$ para séries mensais, $s = 52$ para séries semanais)

T para anos, $t = 1, 2, \dots, N$ onde N é o número de anos

t índice das etapas, $t = 1, 2, \dots, s \times N$,

- Z_t sequência estacionária da etapa t
- μ_m média estacionária do período m
- σ_m desvio padrão do período m
- ϕ_m parâmetro autoregressivo (de ordem 1) para o período m
- a_t ruídos com media zero e variância $\theta^2(t)$

Uma autocorrelação de ordem 1 em cada período significa que em cada período as afluências estão relacionadas a as afluências do período anterior pela equação:

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t$$

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) = \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}}\right) + a_t \quad (\text{B.1})$$

onde a_t não depende de Z_{t-1}, Z_{t-2} etc.

B.2.1 Relação entre o parâmetro autoregressivo e a correlação de afluências

A seguinte equação mostra que com um modelo autoregressivo de primeira ordem, o parâmetro autoregressivo de cada período é o mesmo que o coeficiente de correlação (de primeira ordem) do período correspondente.

Denomina-se $\rho^m(k)$, a correlação entre Z_t e Z_{t-k} para t pertencente ao período m :

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right) \right] \quad (\text{B.2})$$

O conjunto de funções de autocorrelação $\rho^m(k)$ para os períodos $m = 1, \dots, s$ descrevem a estrutura com dependência temporal das series de afluências. Substituindo a equação (B.2) em (B.1), obtém-se:

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m}\right) \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right) \right] + E \left[a_t \left(\frac{Z_{t-k} - \mu_{m-k}}{\sigma_{m-k}}\right) \right] \quad (\text{B.3})$$

Em função da independência dos ruídos em relação ao histórico, o segundo termo do lado direito da equação anterior é zero. Assim:

$$\rho^m(k) = \phi_m \rho^{m-1}(k-1) \quad \text{para } k \geq 1 \quad (\text{B.4})$$

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \rho^{m-2}(k-1) \quad \text{para } k \geq 2$$

Aplicando a mesma relação, de forma recursiva, e observamos que $\rho^m(k-k) = \rho^m(0) = 1$, obtém-se:

$$\rho^m(k) = \phi_m \phi_{m-1} \dots \phi_{m-k+1} \quad (\text{B.5})$$

No caso particular em que $k = 1$, tem-se a seguinte relação:

$$\rho^m(1) = \phi_m \quad (\text{B.6})$$

Portanto, em um modelo ARP(1), o parâmetro autoregressivo ϕ_m é idêntico à correlação entre as afluições do período m e o período $m - 1$. Por isto, pode-se expressar a variância do ruído em termos dos parâmetros autoregressivos.

B.2.1 O vetor de ruídos transformados

A geração de sequências de afluições que serão usadas pelo modelo SDDP requer o conhecimento dos parâmetros e da forma da distribuição associada às afluições. Em particular, é necessário determinar os parâmetros da distribuição de ruídos das afluições. Estes parâmetros não estão diretamente relacionados às afluições anteriores por meio das autocorrelações.

Se assumirmos que o ruído tem uma distribuição Lognormal, com media 0, variância $\theta^2(t)$ e um limite inferior ψ_t , então sabemos da teoria Estatística que $a_t - \psi_t$ tem distribuição Lognormal com media $-\psi_t$ e variância $\theta^2(t)$. Transformaram-se estas variáveis $a_t - \psi_t$, aplicando seus logaritmos, as variáveis resultantes terão uma distribuição normal. Assim, precisamos determinar os parâmetros da distribuição Normal a partir dos parâmetros calculados das afluições observadas. Inicialmente obteremos a variância dos ruídos em termos do parâmetro autoregressivo.

Como a_t tem média zero:

$$\begin{aligned} \text{Var}(a_t) &= E(a_t^2) \\ &= E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) \right]^2 \\ &= E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right)^2 \right] + \phi_m^2 E \left[\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right)^2 \right] - 2\phi_m E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) \right] \\ &= \rho^m(0) + \phi_m^2 \rho^{m-1}(0) - 2\phi_m \rho^m(1) \\ &= 1 + \phi_m^2 - 2\phi_m^2 \\ &= 1 - \phi_m^2 \end{aligned}$$

Portanto:

$$\theta^2(t) = 1 - \phi_m^2 \quad (\text{B.7})$$

As afluições não podem ser negativas, o que implica em um limite inferior para a_t, ψ_t . Definiremos ψ_t manipulando a equação (B.1). Z_t será positivo se:

$$a_t > -\frac{\mu_m}{\sigma_m} - \phi_m \left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) = \psi_t \quad (\text{B.8})$$

Agora vamos deduzir os parâmetros das distribuições Normais $\log(a_t - \psi_t)$, isto é, a média μ_v e a variância σ_v^2 . Os valores de μ_v e σ_v^2 podem ser deduzidos pela função geradora de momentos de $a_t - \psi_t$. Por simplicidade de notação, será descartado o índice do tempo t e se assume o índice λ .

A função densidade de probabilidade de a_t , que tem distribuição Lognormal de 3 parâmetros $(\psi_t, \mu_v, \sigma_v)$ é:

$$f_{a_t} = \frac{1}{(a_t - \psi_t)\sqrt{2\pi\sigma_v}} e^{-0.5\left(\frac{\log(a_t - \psi_t) - \mu_v}{\sigma_v}\right)^2} \quad \text{para } a_t \geq \psi_t \quad (\text{B.9})$$

onde

$$\mu_v = E(\log(a_t - \psi_t)) \quad (\text{B.10})$$

$$\sigma_v = \sqrt{E[\log(a_t - \psi_t) - \mu_v]^2} \quad (\text{B.11})$$

A função de probabilidade (B.9) tem as seguintes estatísticas:

Média:

$$\mu_v = \psi_t + e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}} \quad (\text{B.12})$$

Variância:

$$\theta^2 = e^{2(\mu_v + \sigma_v^2)} - e^{2\mu_v + \sigma_v^2} \quad (\text{B.13})$$

Chamando a variável auxiliar $\lambda = e^{\sigma_v^2}$ e trabalhando com o segundo momento (B.13), obtém-se:

$$\begin{aligned} \theta^2 &= e^{2\mu_v} e^{\sigma_v^2} (e^{\sigma_v^2} - 1) \\ &= e^{2\mu_v} \lambda (\lambda - 1) \end{aligned}$$

então temos que:

$$e^{2\mu_v} = \frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}$$

aplicando o logaritmo:

$$\mu_v = 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) \quad (\text{B.14})$$

e

$$\sigma_v^2 = \log(\lambda) \quad (\text{B.15})$$

A partir dos momentos de primeira ordem (B.12), da distribuição Lognormal, tem-se:

$$-\psi_t = e^{\mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2}}$$

aplicando logaritmo:

$$\log(-\psi_t) = \mu_v + \frac{\sigma_v^2}{2} \quad (\text{B.16})$$

substituindo (B.14) e (B.15) no lado direito de (B.16)

$$\begin{aligned}
 &= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda(\lambda-1)}\right) + 0.5 \log \lambda \\
 &= 0.5 \log \theta^2 - 0.5 \log(\lambda(\lambda-1)) + 0.5 \log \lambda \\
 &= 0.5 \log \theta^2 - 0.5 \log \lambda - 0.5 \log(\lambda-1) + 0.5 \log \lambda \\
 &= 0.5 \log\left(\frac{\theta^2}{\lambda-1}\right)
 \end{aligned}$$

exponenciando ambos os lados:

$$\begin{aligned}
 -\psi_t &= \sqrt{\frac{\theta^2}{\lambda-1}} \\
 \psi_t^2 &= \frac{\theta^2}{\lambda-1}
 \end{aligned}$$

então:

$$\lambda = \frac{\theta^2}{\psi_t^2} + 1 \quad (\text{B.17})$$

Substituindo (B.17) em (B.14) e (B.15) obtém-se as expressões para μ_v e σ_v^2 em termos da variância e do limite inferior dos ruídos. Estas são utilizadas na geração sintética de afluências.

Consideraremos agora a dependência explícita com t . A variável $V_t = (\log(a_t - \psi_t) - \mu_v) / \sigma_v$ é denominada de ruído transformado.

B.2.2 Modelo de ajuste

O modelo de afluências permite a adoção de diferentes ordens de regressão que se aplicam a cada período. Box e Jenkins propuseram uma metodologia para o ajuste de modelos ARIMA de séries temporais, que também podem ser aplicados aos modelos PAR(p). Nesta análise, a seleção do modelo divide-se em três partes.

O primeiro passo, chamado identificação do modelo, consiste na seleção de uma ordem inicial para o modelo, com base nos estimadores das funções autoregressivas obtidas do histórico. O segundo passo é a estimação dos parâmetros do modelo, e o terceiro passo é chamado verificação do modelo, onde testes estatísticos são utilizados para comprovar se as hipóteses adotadas pelo teste anterior são adequadas. Se isto não se verifica, deve-se retornar ao primeiro passo para selecionar uma nova ordem para o modelo, até que os resultados sejam satisfatórios.

B.2.3 Verificação do modelo

Pode-se testar o modelo PAR(1), em relação a sua independência, normalização das afluências e por "outliers".

B.2.3 Independência dos ruídos

Pode-se comprovar a hipótese de independência dos ruídos calculando a autocorrelação estacional dos ruídos transformados, como:

$$r_v^{(m)}(j) = \frac{N^{-1}(\sum_{i=1}^N V_{(i-1)s+m} V_{(i-1)s+m-j})}{\sigma_v^{(m)} \sigma_v^{(m-j)}} \quad (\text{B.18})$$

Se o modelo for adequado, $r_v^{(m)}(j)$ terá uma distribuição aproximadamente Normal com media zero e variância menor que N^{-1} . As estatísticas de Portmanteau,

$$Q_{m,L} = N \sum_{j=1}^L \left(r_v^{(m)}(j) \right)^2 + L(L+1)/2N \quad (\text{B.19})$$

são assintoticamente independentes e têm uma distribuição χ^2 com $(L-1)$ graus de liberdade. Um valor (significativamente) alto de $Q_{m,L}$ indica que o modelo para a etapa m não é adequada. Neste caso, deve-se tentar variar a ordem do modelo (aumentando a ordem de 1 para 2, etc.) até que os ruídos sejam independentes. Neste processo, pode-se analisar as funções de autocorrelação parciais da mostra.

O modelo também deverá ser testado para todo o conjunto, usando a estadística:

$$Q_L = \sum_{m=1}^s Q_{m,L} \quad (\text{B.20})$$

onde Q_L tem uma distribuição χ^2 com $s(L-1)$ graus de liberdade.

B.2.3 Ruídos normalizados

Esta hipótese pode ser verificada através do cálculo da assimetria estacional:

$$\gamma_v^m = N^{-1} \sum_{i=1}^N (V_{(i-1)s+m})^3 \quad (\text{B.21})$$

Dado que o estimador da assimetria tem uma distribuição aproximadamente Normal, com média zero e variância $6N^{-1}$, a hipótese de que a distribuição transformada tenha uma distribuição Normal é rejeitada (com nível de significância α) sempre que $|\gamma_v^m| > Z_{n_\alpha} \sqrt{6N^{-1}}$, onde n_α é o limite superior do intervalo de confiança para um dado valor de α , de uma distribuição Normal padrão.

B.2.3 Pontos fora da curva

O cálculo da sequência histórica $\{V_1, V_2, \dots\}$ caracteriza como "suspeito" qualquer valor de Z_t que resulte em um valor de V_t fora do intervalo de confiança de 99% de uma distribuição Normal.

B.3 Modelo multivariado para múltiplos reservatórios

Seja:

$$V_t = [V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)] \quad (\text{B.22})$$

um conjunto de ruídos transformados espacialmente dependentes, onde $V_t(1)$ corresponde à primeira estação hidrológica, $V_t(2)$ a segunda, e assim por diante para as j estações hidrológicas de medição.

O modelo espacial está rerepresentado por:

$$V_t = AW_t \quad (B.23)$$

onde W_t é um vetor com j componentes, cada um deles com distribuição Normal Padrão, e independentes entre si. A matriz A , conhecida como matriz de carga é obtida pela seguinte equação:

$$AA' = Cov(V_t) = \Sigma \quad (B.24)$$

onde A' é a matriz transposta de A e $Cov(V_t)$ é a matriz de covariância de V_t , chamada Σ , e que se estima a partir das observações simultâneas de $V_t(1), V_t(2), \dots, V_t(j)$.

Uma forma para solucionar o sistema (B.24) é decompô-lo para encontrar os autovetores de Σ :

$$\Sigma = X\Lambda X'$$

onde Λ é uma matriz diagonal que contem os autovalores, e X é uma matriz de autovetores. Assim,

$$A = X\Lambda^{1/2}$$

B.4 Geração sintética de afluições

A geração de afluições para uma etapa qualquer m faz-se a partir de uma amostra, em cada tempo t , com j variáveis dependentes de distribuição Normal Padrão, onde j é o número de usinas hidráulicas do estudo:

$$\tilde{W}_t(1), \tilde{W}_t(2), \dots, \tilde{W}_t(j).$$

O vetor de ruídos transformado com dependência espacial $\tilde{V}_t = [\tilde{V}_t(1), \tilde{V}_t(2), \dots, \tilde{V}_t(j)]$ é calculado pela equação(B.23), isto é, $\tilde{V}_t = A\tilde{W}_t$. Cada ruído $\tilde{V}_t(i), i = 1, \dots, j$ recebe uma transformação específica para que resulte nos valores de ruído $\tilde{a}_t(i)$ do modelo autoregressivo periódico.

$$\tilde{a}_t(i) = \exp(\tilde{V}_t(i) \times \tilde{\sigma}_v + \tilde{\mu}_v) + \tilde{\Psi}_t \quad (B.25)$$

onde $\tilde{\mu}_v, \tilde{\sigma}_v$ y $\tilde{\Psi}_t$ estão relacionados aos resíduos sintéticos da mesma maneira que μ_v, σ_v e Ψ_t estão aos ruídos reais (equações (B.14), (B.15) e (B.8) respectivamente).

A variável normalizada para cada local deve satisfazer a equação autoregressiva específica da variável local i , isto é:

$$\tilde{X}_t(i) = \varphi_m \tilde{X}_{t-1}(i) + \tilde{a}_t(i) \quad (B.26)$$

A afluição sintética $\tilde{Z}_t(i)$ satisfaz:

$$\tilde{Z}_t(i) = \tilde{X}_t(i)\sigma_m(i) + \mu_m(i) \quad (B.27)$$

onde $\mu_m(i)$ e $\sigma_m(i)$ correspondem a média e ao desvio padrão da amostra das afluições reais ao reservatório i na etapa m .

No modelo SDDP, é necessário gerar simultaneamente um conjunto de afluições sintéticas. Na fase de otimização, será necessário que as sequências tenham um limite inferior comum em cada passo de tempo. Estas sequências serão denominadas sequências separadas de $\tilde{Z}_t(t, k)$, $k = 1, \dots, K$.

Na prática, devido à natureza iterativa dos cálculos, utiliza-se o seguinte procedimento:

Para cada instante de tempo:

$$\tilde{\Psi}_t(i, k) = -\frac{\mu_m(i)}{\sigma_m(i)} - \varphi_m(i) \frac{\tilde{Z}_{t-1}(i, k) - \mu_{m-1}(i)}{\sigma_{m-1}(i)}$$

O valor máximo dos limites inferiores calculados para as sequências individuais é, por construção, um limite inferior comum. Matematicamente:

$$\tilde{\Psi}_t(i) = \max_{k=1}^K \tilde{\Psi}_t(i, k)$$

Desta maneira, calculam-se os parâmetros $\tilde{\lambda}$, $\tilde{\mu}_v$ e $\tilde{\sigma}_v$ por:

$$\tilde{\lambda}(t, i, k) = 1 + \frac{1 - \varphi_m(i)^2}{\tilde{\Psi}_t(i, k)^2}$$

$$\tilde{\mu}_v(t, i, k) = 0.5 \log \frac{1 - \varphi_m(i)^2}{\tilde{\lambda}(t, i, k)(\tilde{\lambda}(t, i, k) - 1)}$$

$$\tilde{\sigma}_v(t, i, k) = \sqrt{\log \tilde{\lambda}(t, i, k)}$$

Finalmente, calculam-se as afluições sintéticas como:

$$\tilde{Z}_t(i, k) = \sigma_m(i) \left(\exp[\tilde{\mu}_v(t, i, k) + \tilde{\sigma}_v(t, i, k) \tilde{V}_t(i)] + \tilde{\Psi}_t(i, k) \right)$$

É necessária a existência de um ponto inicial, isto é, um valor para \tilde{Z}_{t-1} ou para o primeiro instante de tempo. Em alguns casos, este valor pode ser conhecido, como no caso da simulação de continuidade de uma sequência de afluições reais. Caso contrário, pode-se assumir um valor arbitrário, por exemplo $\tilde{Z}_{t-1} = \mu_{m-1}$.

B.5 Representação de variáveis climáticas exógenas

Nesta versão, é possível incorporar informações climáticas exógenas. Isto permite a representação da influência de fenômenos climáticos como o El Niño nas vazões.

B.5.1 Escolhendo o fator de ponderação

Seguindo a notação da seção B.2.1 e definindo-se, $M_{t,m}$ como uma sequência escalar de medidas históricas para um determinado índice e \tilde{M}_m a previsão deste índice para o período m , pode-se definir uma sequência de pesos, $w_{t,m}$ tal que:

$$w_{t,m} = e^{-k|M_{t,m} - \tilde{M}_m|}$$

Onde k é um fator de ponderação arbitrado.

O fator k define o quão rápido a função exponencial decai, aumentando ou diminuindo o impacto da variável climática nos parâmetros do modelo de vazões. Um valor muito baixo tende a reduzir o impacto da variável climática no modelo, enquanto que um valor muito alto tende a super-ajustar os parâmetros do modelo às observações específicas nas quais o índice climático corresponde ao índice previsto, eliminando a influência das demais observações históricas no modelo.

Idealmente, estas duas situações limites devem ser evitadas, sendo importante a adoção de um fator que pondere a influência da variável climática de modo a preservar as propriedades estatísticas observadas no histórico.

O valor padrão para o fator de ponderação é 1. No entanto, o modelo dá a opção ao usuário de escolher outros valores, representando assim fenômenos menos ou mais impactantes sobre as vazões.

B.5.2 Modelo de ajuste

Pode-se definir ainda um peso acumulado para cada período, dado por:

$$W_m = \sum_t w_{t,m}$$

Desta forma, as estatísticas básicas do histórico de vazões podem ser redefinidas de forma a se considerar a ponderação definida:

$$\mu_m = \frac{\sum Z_{t,m} \cdot w_{t,m}}{W_m}$$

$$\sigma_m = \sqrt{\left(\frac{\sum (Z_{t,m} - \mu_m)^2 \cdot w_{t,m}}{W_m} \right)}$$

A sequência estacionária, x_t , é definida de maneira similar ao modelo PAR(p) convencional, porém considerando-se as estatísticas ponderadas:

$$x_{t,m} = \frac{Z_{t,m} - \mu_m}{\sigma_m}$$

O modelo de estimação dos parâmetros dos modelos PAR(p) das vazões afluentes do SDDP é baseado no método de mínimos quadrados. Desta maneira, para se incorporar o efeito do El Niño na estimação dos coeficientes autoregressivos é necessário a adoção da abordagem de mínimos quadrados ponderados.

A equação autoregressiva para a sequência normalizada da série de ordem L é dada por:

$$x_t = \sum_{l=1}^L \varphi_{m,l} x_{t-l} + a_t$$

A obtenção dos coeficientes autoregressivos para cada período m , por meio da abordagem de mínimos quadrados ponderados, é formulada como um problema de minimização da variância dos resíduos:

$$\arg_{\Phi} \text{Min } \theta^2(m)$$

Representando-se a variância de forma ponderada, pode-se escrever o problema de modo que:

$$\arg_{\Phi} \text{Min } \theta^2(m) = \text{Min} \sum_t \frac{w_{t,m} (x_{t,m} - \sum_{l=1}^{l_{max}} \varphi_{m,l} x_{t-l,m})^2}{W_m}$$

Depois de obtidos os coeficientes autoregressivos sob o efeito da variável climática, o resto do procedimento para o uso do modelo hidrológico para geração das séries sintéticas de vazões é igual àquele especificado nas seções anteriores.

ANEXO G – MANUAL DO OPTGEN

OptGen

Manual de Metodologia

VERSÃO 8.0



PSR

Índice

1	Introdução	1
2	OptGen 1 – Estratégia de solução da primeira abordagem	3
2.1	Introdução.....	3
2.2	Metodologia da solução	5
2.3	Contemplando incertezas	14
2.4	Incorporando restrições de segurança	17
2.5	Formulação detalhada do problema	20
3	Optgen 2 – Estratégia de solução da segunda abordagem.....	25
3.1	Introdução.....	25
3.2	Metodologia da solução	26
3.3	Contemplando incertezas	29
3.4	Formulação detalhada do problema	31
4	Considerações finais e comparação entre estratégias de solução	44

1 INTRODUÇÃO

No mundo inteiro nota-se um aumento no interesse sobre o planejamento ótimo da expansão de sistemas de potência. Nos países emergentes da América Latina, Ásia e África, com alto crescimento da demanda e recursos financeiros limitados, a ênfase está em planos de expansão mais econômicos. Nos países desenvolvidos, o crescimento da demanda é geralmente mais moderado. Nestes casos, as fontes de energia renovável variável (ERV) estão sendo construídas como parte das políticas de descarbonização e para substituir usinas térmicas mais ineficientes. Para ambos os tipos de países, selecionar o “melhor” de um grupo de alternativas é o que caracteriza a natureza combinatória do problema de planejamento da expansão.

O objetivo principal do processo de planejamento da expansão é garantir um equilíbrio adequado entre a oferta e a demanda de energia elétrica, ou seja, determinar o conjunto ótimo de usinas geradoras e rotas de transmissão que devem ser construídas para atender aos requisitos de demanda ao longo do horizonte de estudo (médio e longo prazo), enquanto minimiza uma função de custo considerando: (i) custos de investimento (capital) e operação de usinas de geração (combustível, O&M, etc.) e (ii) penalidades de energia não suprida, também chamada de custo de déficit.

Em termos gerais, esse processo de decisão envolve o atendimento de critérios econômicos, de confiabilidade e ambientais, no âmbito das políticas nacionais de energia. Além disso, um dos maiores desafios é como lidar com as incertezas inerentes ao processo de planejamento, como o crescimento da demanda, as vazões hidrológicas e a disponibilidade de geração, especialmente em sistemas baseados em renováveis. Levando em conta todos os fatos acima mencionados, o problema de planejamento da expansão é modelado como um grande e complexo problema estocástico multi-estágio inteiro misto que deve ser resolvido por um algoritmo de otimização especializado.

Este manual apresenta uma descrição da metodologia adotada pelo modelo OptGen, ferramenta computacional para o planejamento da expansão de sistemas de potência. As principais características do modelo são:

- Horizontes de estudo que podem variar desde 1 ano até várias décadas;
- Tipos de projetos candidatos diferentes que podem ser contemplados no estudo, tais como:
 - Produção de energia: usinas hidrelétricas, usinas térmicas e fontes renováveis (eólica, solar, biomassa, etc.);
 - Interconexões regionais e circuitos de transmissão (linhas, transformadores, elos CC, etc.);
 - Gasodutos, nós de produção, estações de regaseificação.
 - Outros componentes de energia: baterias, estações de bombas hidráulicas, etc.

- Dados financeiros detalhados dos projetos como custos de investimento, cronogramas de desembolso, tempo de vida útil, tempo de construção;
- Dados detalhados específicos dos projetos como tipo de decisão (obrigatória ou opcional), tipo de variável de decisão (binária, inteira ou contínua), datas mínima e máxima de entrada em operação, cronograma de entrada de unidade geradoras, etc.;
- Restrições adicionais, tais como, restrições de energia / capacidade firme, exclusividade, associação e precedência entre projetos, capacidade adicional mínima e máxima, metas de capacidade de geração e assim por diante;
- Diferentes estratégias de solução estão disponíveis, principalmente com base no particionamento do horizonte de expansão e na solução encadeada de problemas com horizontes menores.

Em resumo, o objetivo do modelo OptGen é determinar um cronograma de investimentos de mínimo custo para a construção de novas capacidades de geração (projetos hidro, térmicos e renováveis), interconexões regionais (ou circuitos de transmissão detalhados), fontes de produção de gás e gasodutos. Isso é obtido otimizando o equilíbrio entre os custos de investimento para construir novos projetos e o valor esperado dos custos operativos e de déficit de energia.

Para determinar o melhor plano de expansão, o OptGen apresenta dois tipos de estratégias de solução que podem ser selecionadas pelo usuário. Essa seleção é feita através da opção “Opções de estudo> Planejamento da expansão> Estratégia de solução” na tela principal.

- “OptGen 1”: Utiliza técnicas de decomposição que permitem o uso do modelo SDDP para avaliação de trade-off multi-estágio considerando operação hidrotérmica estocástica;
- “OptGen 2”: Utiliza modelo horário de operação e cenários de vazão/geração renovável para incorporar *unit commitment*, restrições de rampa e reserva probabilística de geração.

Cada abordagem e suas aplicações correspondentes serão explicadas em detalhes ao longo deste manual. O Capítulo 2 descreve a primeira abordagem, também chamada de “OptGen 1”, o Capítulo 3 descreve a segunda abordagem, também chamada de “OptGen 2” e o Capítulo 4 apresenta as considerações finais e comparação entre as duas estratégias.

2 OPTGEN 1 – ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO DA PRIMEIRA ABORDAGEM

2.1 Introdução

Conforme mencionado no capítulo anterior, o objetivo básico da tarefa de planejamento é minimizar a soma dos custos de investimento e o valor esperado dos custos operativos. A formulação do problema para decisões de investimento requer, além de *variáveis contínuas*, também *variáveis binárias* (se o projeto de geração ou transmissão está pronto / não está pronto para operar em cada ano $t = 1, \dots, T$ do horizonte do estudo). Adicionalmente, incertezas nas vazões dos rios, geração de energia renovável, disponibilidade de equipamentos e outros fatores tornam a simulação da operação do sistema essencialmente um problema de *otimização estocástico multi-estágio*.

Um grande desafio para este tipo de formulação é que nenhum dos pacotes de otimização atuais, como Xpress, CPLEX ou Gurobi, é capaz resolver *diretamente* um problema de otimização com todas as características dos problemas de investimento e operação: estocástico, multi-estágio e linear-inteiro misto. A seguir é apresentado o esquema adotado pela PSR, conhecido como decomposição de Benders, que permite a obtenção da solução ótima global da solução iterativa de problemas *separados* de otimização inteira e otimização estocástica multi-estágio.

2.1.1 Decomposição de Benders

A PSR tem sido pioneira mundialmente no desenvolvimento e aplicação da técnica de decomposição de Benders para problemas de planejamento. Este esquema separa o problema de otimização estocástico / inteiro em dois módulos de otimização, os quais são resolvidos de forma iterativa até atingir a solução ótima global: (i) módulo de *investimento*, onde um plano de expansão candidato é determinado através da solução de um problema de otimização linear inteiro misto (MILP); e (ii) módulo de *operação*, que calcula o valor esperado dos custos operativos resultante de cada plano candidato produzido pelo módulo de investimento, através da solução de um problema de otimização estocástico multi-estágio. A figura a seguir ilustra o esquema de decomposição de Benders.



Figura 2.1 – Otimização do problema de planejamento da expansão por decomposição de Benders

2.1.1.1 Módulo de investimento

O módulo de investimento representa os projetos candidatos como variáveis contínuas / binárias ao longo do horizonte de estudo. O problema de otimização visa minimizar a soma do valor presente dos custos de investimento e uma *aproximação* do valor esperado do custo operacional resultante do plano. Como descrito abaixo, esta aproximação é uma função linear por partes produzida pelo módulo de operação.

2.1.1.2 Módulo de operação

O módulo de operação calcula a política estocástica que minimiza a média dos custos operativos para todo o horizonte de estudo, considerando incertezas em vazões, geração renovável, falhas dos equipamentos etc. Este problema é resolvido através do algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (SDDP - *Stochastic Dual Dynamic Programming*), desenvolvido pela PSR. O algoritmo SDDP, que pode ser interpretado como uma decomposição de Benders estocástica multi-estágio, é reconhecido mundialmente como um dos esquemas mais eficientes para resolver problemas reais deste tipo e é objeto de múltiplos artigos de pesquisa das universidades em todo o mundo. Por exemplo, no Congresso Internacional ICSP (*International Congress on Stochastic Optimization*) em 2016, que é o principal evento acadêmico nessa área, 10% dos artigos apresentados tiveram o SDDP como tema.

2.1.1.3 Feedback do modulo de operação para o módulo de investimento

Esse *feedback* é uma restrição linear, conhecida como um corte de Benders, que é adicionado ao problema do módulo de investimento. O corte Benders pode ser interpretado como uma aproximação linear do valor esperado do custo operativo em relação a diferentes decisões de investimento no plano de expansão, calculado em torno do plano candidato fornecido pelo módulo de investimento. Isso significa que, a cada iteração do esquema, a representação aproximada do custo operativo no módulo de

investimento é aprimorada. Com isso, temos o critério de convergência para o esquema de decomposição, apresentado abaixo.

2.1.1.4 Critério de convergência

O valor da solução ótima do módulo de investimento em cada iteração é um *limite inferior* para a solução ótima global (a razão é que a representação linear do custo operativo é uma aproximação por baixo do custo real). Por sua vez, a soma do custo de investimento do plano candidato e do custo operativo “real” (calculado pelo módulo de operação) é um *limite superior* para o ótimo global (a razão é que o plano candidato produzido pelo módulo de expansão é um plano viável, não necessariamente ótimo).

Como a incorporação dos cortes de Benders a cada iteração melhora sucessivamente a aproximação do custo operativo no módulo de investimento, então o limite inferior aumenta progressivamente. Por sua vez, o limite superior diminui progressivamente, porque os planos de expansão candidatos se tornam melhores. Portanto, sabemos que o ótimo global foi alcançado quando os limites superior e inferior coincidem (dentro de uma tolerância especificada pelo usuário).

2.2 Metodologia da solução

O problema de planejamento da expansão de um sistema de energia é primariamente formulado como um problema de programação matemática, expresso em sua forma simplificada pela formulação abaixo. Supõe-se, por uma questão de simplicidade, que todas as usinas são projetos candidatos ao problema de expansão.

2.2.1 Formulação simplificada do problema

2.2.1.1 Função objetivo

$$\text{Min } ci \cdot x + co \cdot g + cd \cdot d \quad (2.1)$$

<i>ci</i>	custo de investimento do projeto	M\$
<i>co</i>	custo de operação do projeto	M\$
<i>cd</i>	custo de déficit do sistema	M\$
<i>x</i>	decisão de investimento do projeto	p.u.
<i>g</i>	produção de energia do projeto	MWh
<i>d</i>	déficit de energia do sistema	MWh

2.2.1.2 Limites das variáveis de decisão

$$x \leq 1$$

2.2.1.3 *Atendimento à demanda*

$$g + d = D$$

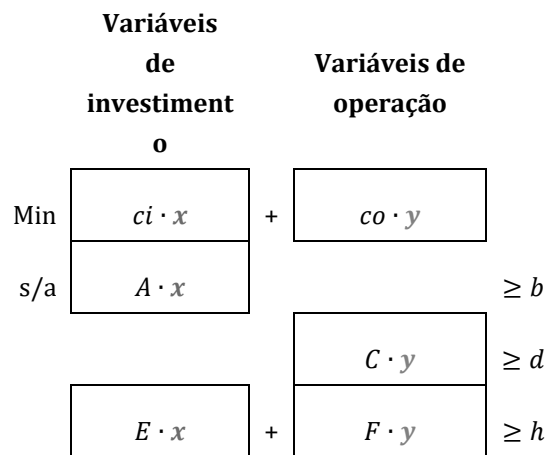
D demanda de energia do sistema MWh

2.2.1.4 *Limites operacionais*

$$g - \bar{g} \cdot x \leq 0$$

\bar{g} produção máxima de energia do projeto MWh

Como podemos ver esse problema tem estrutura em blocos, o que é adequado para a aplicação de técnicas de decomposição.



No “OptGen 1”, aplicamos a metodologia de decomposição de Benders, descrita a seguir.

2.2.2 Técnica de decomposição de Benders

O problema de planejamento da expansão (2.1) de um sistema de energia pode ser escrito como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & z(x) = c(x) + w(x) && (2.2) \\ \text{s/a} \quad & x \in X \end{aligned}$$

Onde X representa o conjunto de decisões de investimento viáveis, ou seja, aquelas que atendem às restrições $A \cdot x \geq b$. As funções $c(x)$ e $w(x)$ representam, respectivamente, os custos de investimento e operação do plano de expansão candidato x .

O processo de otimização é mostrado na Figura 2.2.

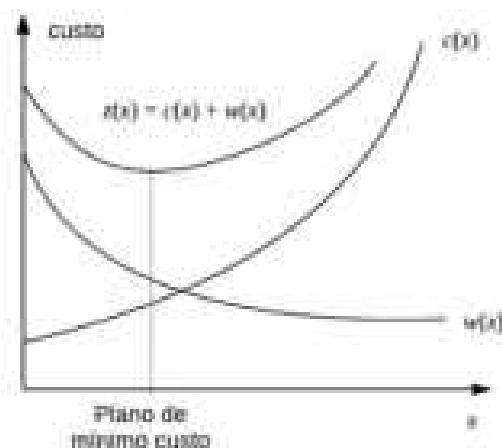


Figura 2.2 – Processo de otimização da expansão

Observe que a função de custo de investimento $c(x)$ é **conhecida**, enquanto a função de custo de operação $w(x)$ é representada implicitamente através da solução do seguinte problema de operação.

$$w(x) = \text{Min } co \cdot y \quad (2.3)$$

$$\text{s/a } F \cdot y \geq h - E \cdot x$$

$$y \geq 0$$

A metodologia de solução adotada no “OptGen 1”, conhecida como decomposição de Benders, constrói uma aproximação da função $w(x)$ representada dentro do módulo de investimento (2.2), a partir da solução do problema de operação (2.3). A Figura 2.3 ilustra este processo iterativo:

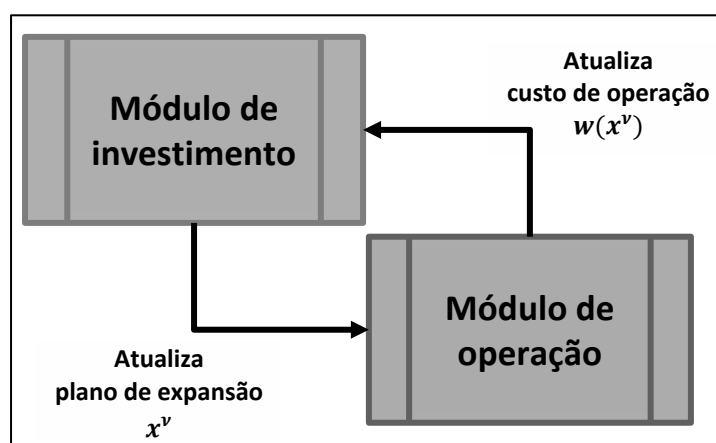


Figura 2.3 – Decomposição do problema de expansão

Esta figura mostra que a decomposição dos problemas de investimento e operação permite a utilização de módulos independentes para cada problema. Isso significa que o esforço para resolver um problema de investimento não é afetado pelo nível de detalhamento representado na modelagem de operação.

2.2.2.1 Características da função $w(x)$

O problema (2.3) é um modelo de otimização de programação linear (PL). Da teoria de PL, o problema dual é formulado como:

$$\begin{aligned}
 w(x) = \text{Max} \quad & \pi \cdot (h - E \cdot x) & (2.4) \\
 \text{s/a} \quad & \pi \cdot F \leq c_0 \\
 & \pi \geq 0
 \end{aligned}$$

Da teoria de PL, sabemos que os valores da solução ótima do problema dual (2.4) e do problema de operação (2.3) - conhecido como primal - coincidem. Além disso, as variáveis duais π são o vetor de multiplicadores simplex associados às restrições do problema primal (2.3) na solução ótima.

Seja $\Pi = \{\pi^i, i = 1, \dots, r\}$ o conjunto de soluções básicas viáveis do problema dual (2.4). Observe que esse conjunto não depende da decisão de investimento x . Portanto, a solução ótima poderia, em princípio, ser obtida por enumeração:

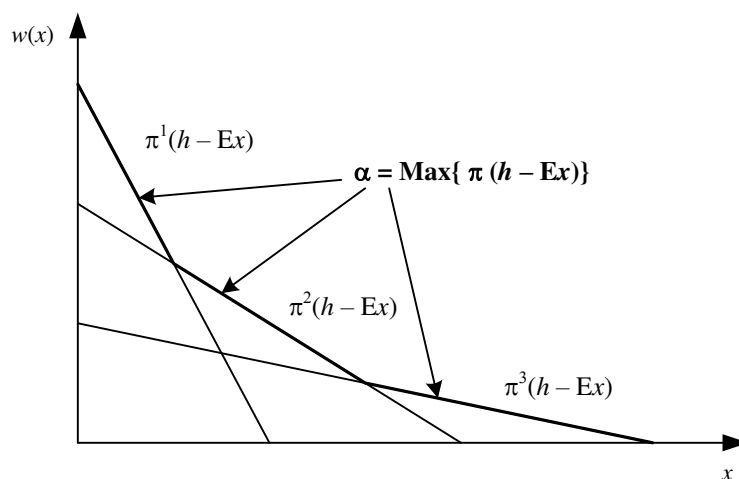
$$w(x) = \text{Max} \quad \{\pi^i \cdot (h - E \cdot x), \pi^i \in \Pi\} \quad (2.5)$$

O problema (2.5) pode ser reescrito da seguinte maneira equivalente:

$$\begin{aligned}
 w(x) = \text{Min} \quad & \alpha & (2.6) \\
 \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^1 \cdot (h - E \cdot x) \\
 & \alpha \geq \pi^2 \cdot (h - E \cdot x) \\
 & \dots \\
 & \alpha \geq \pi^r \cdot (h - E \cdot x)
 \end{aligned}$$

Onde α é uma variável escalar irrestrita (positiva ou negativa). Uma vez que α deve ser maior ou igual a cada uma das restrições $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$, então deve ser maior ou igual ao máximo dessas restrições. Como o objetivo é minimizar α , conclui-se que deve ser igual a $\text{Max} \{\pi^i \cdot (h - E \cdot x)\}$, que é a expressão (2.5).

A vantagem da formulação (2.6) é que ela mostra claramente que $w(x)$ é uma função linear por partes, como mostrado na Figura 2.4:

Figura 2.4 – Gráfico da função $w(x)$

2.2.2.2 Problema aproximado de investimento

Substituindo a expressão (2.6) no problema de expansão (2.2), obtém-se:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & c(x) + \alpha & (2.7) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x) & i = 1, \dots, r \\ & x \in X \end{aligned}$$

O número de restrições $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$ no problema (2.7) pode ser elevado. No entanto, apenas algumas dessas restrições estarão ativas (ou seja, satisfeitas na igualdade) na solução ótima; isso significa que as demais restrições podem ser relaxadas sem perda de otimalidade.

O algoritmo de decomposição de Benders, apresentado a seguir, é baseado na relaxação do problema (2.7) e na geração iterativa das restrições $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$ a partir da solução do problema de operação (2.3).

2.2.2.3 Algoritmo de decomposição

1. Inicializar: número de iterações $\nu = 0$; limite superior $\bar{z} = +\infty$; tolerância para convergência ξ (dado de entrada)
2. Incrementar o número de iterações $\nu = \nu + 1$ e resolver o problema aproximado de investimento:

$$\begin{aligned} z = \text{Min} \quad & c_i \cdot x + \alpha & (2.8) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^\mu \cdot (h - E \cdot x) & \mu = 1, \dots, \nu - 1 \\ & x \in X \end{aligned}$$

3. Seja $\{x^v, \alpha^v\}$ a solução ótima de (2.8). Como esse problema é uma relaxação do problema original (2.7), seu valor é um limite inferior para o valor da solução ótima do problema original. Define-se o limite inferior \underline{z} como:

$$\underline{z} = ci \cdot x^v + \alpha^v \quad (2.9)$$

4. Resolver o problema de operação:

$$w(x^v) = \text{Min } co \cdot y \quad (2.10)$$

$$\text{s/a } F \cdot y \geq h - E \cdot x^v$$

$$y \geq 0$$

5. Seja y^v a solução ótima de (2.10). O conjunto (x^v, y^v) é uma solução viável do problema original (2.7), mas não necessariamente a solução ótima. Como o custo de uma solução viável é, por definição, maior ou igual ao valor ótimo, então o valor:

$$\bar{z} = \text{Min } \{\bar{z}, ci \cdot x^v + co \cdot y^v\} \quad (2.11)$$

é um limite superior da solução ótima do problema original.

6. Se $\bar{z} - \underline{z} \leq \xi$, então o problema está resolvido; a solução associada a \bar{z} é uma solução ξ -ótima. Caso contrário, constrói-se a seguinte restrição linear, conhecida como um corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot x) \quad (2.12)$$

Onde π^v é o vetor de multiplicadores simplex associados às restrições do problema de operação (2.10), e retorna ao passo 2.

2.2.2.4 Interpretação geométrica do algoritmo

Partindo da igualdade das soluções primal e dual do problema de operação (2.4), podemos escrever os cortes de Benders de maneira alternativa, como segue:

$$w(x^v) = \pi^v \cdot (h - E \cdot x^v) \quad (2.13)$$

Manipulando a equação, temos uma expressão para $\pi^v \cdot h$:

$$\pi^v \cdot h = w(x^v) + \pi^v \cdot E \cdot x^v \quad (2.14)$$

Substituindo (2.14) na expressão de corte de Benders $\alpha \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot x)$, resulta em:

$$\alpha \geq w(x^v) - \pi^v \cdot E \cdot (x - x^v) \quad (2.15)$$

Existe uma maneira diferente de chegar à expressão alternativa do corte de Benders. Define-se uma função:

$$H(x) = h - E \cdot x \quad (2.16)$$

que representa o lado direito (RHS - *Right-hand Side*) das restrições do problema de operação (2.4). Se π^v é o vetor de variáveis duais associadas à solução ótima deste problema, sabemos que:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^v} = \pi^v \quad (2.17)$$

Usando a regra da cadeia, podemos deduzir a derivada de $w(x)$ em relação a x :

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^v} = \left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^v} \cdot \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^v} = -\pi^v \cdot E \quad (2.18)$$

Como $w(x)$ é uma função linear por partes, a expressão (2.18) corresponde a um sub gradiente de $w(x)$ em torno do ponto $x = x^v$. Portanto, podemos concluir que:

$$w(x) \geq w(x^v) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^v} \cdot (x - x^v) \quad (2.19)$$

Definindo $\alpha = w(x)$, obtemos a expressão (2.15).

Da inequação (2.19), vemos que o corte de Benders pode ser interpretado como uma aproximação de primeira ordem da função de custo de operação $w(x)$ em torno do vetor de decisão de investimento produzido pelo módulo de investimento (2.8).

2.2.2.5 Expressão alternativa para o problema aproximado de investimento

Substituindo (2.15) no problema aproximado de expansão (2.8), temos:

$$z = \text{Min} \quad ci \cdot x + \alpha \quad (2.20)$$

$$\text{s/a} \quad \alpha \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu) \cdot (x - x^\mu) \quad \mu = 1, \dots, v$$

$$x \in X$$

onde $\lambda(x^\mu) = -\pi^\mu \cdot E, \mu = 1, \dots, v$.

2.2.3 A decomposição de Benders aplicada ao problema de planejamento da expansão

Nesta seção, é apresentada a aplicação da metodologia de decomposição de Benders ao problema do planejamento de expansão (2.1). Como discutido anteriormente, o problema de operação é resolvido para cada plano de investimento candidato. O corte Benders é construído a partir do custo ótimo e do vetor de multiplicadores simplex do problema de operação. Esse corte é adicionado como uma nova restrição linear ao problema aproximado de investimento, que é então resolvido novamente e produz um novo plano de expansão candidato.

2.2.3.1 Problema de operação

Dado um plano de expansão x^v para um horizonte de planejamento T , o problema de operação é formulado como a minimização do custo de operação, sujeito ao atendimento à demanda, limites operativos e outras restrições:

$$\begin{aligned}
 w(x^v) = \text{Min} \quad & \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in I} co_{t,i} \cdot g_{t,i} + cd \cdot d_t \right) & (2.21) \\
 \text{s/a} \quad & \sum_{i \in I} g_{t,i} + d_t = D_t & \forall t \in T \\
 & g_{t,i} \leq \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v & \forall t \in T, \forall i \in I
 \end{aligned}$$

2.2.3.2 Cálculo do corte de Benders

No problema de operação (2.21) somente as restrições de geração dos projetos dependem das decisões de investimento x^v . Para facilitar a notação, reescrevemos essas restrições no formato de programação linear padrão:

$$-g_{t,i} \geq -\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad \pi_{t,i}^v$$

Onde $\pi_{t,i}^g$ é a variável dual associada a essa restrição na solução ótima. Usando a regra da cadeia, podemos deduzir que a derivada associada a uma decisão de investimento $x_{t,i}$ é:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x_{t,i}} \right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \cdot (-\bar{g}_i) = -\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \quad (2.22)$$

O corte de Benders é calculado como:

$$\alpha \geq w(x^v) - \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot (x_{t,i} - x_{t,i}^v) \quad (2.23)$$

Agregando valores como:

$$rhs^v = w(x^v) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot x_{t,i}^v \quad (2.24)$$

e passando as variáveis para o lado esquerdo (LHS - *Left-Hand Side*) resulta em:

$$\alpha + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot x_{t,i} \geq rhs^v \quad (2.25)$$

2.2.3.3 Problema aproximado de expansão

O objetivo do problema aproximado de expansão é minimizar a soma do valor presente dos custos de investimento dos projetos mais uma aproximação do custo de operação α , sujeito às restrições de integralidade e unicidade dos projetos, e outras restrições. Em cada iteração do algoritmo de decomposição, uma nova restrição é adicionada a esse problema, calculada a partir dos resultados do problema de operação.

O problema aproximado de expansão na ν -ésima iteração é formulado como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (c_{t,i} \cdot x_{t,i} + \alpha) & (2.26) \\ \text{s/a} \quad & x_{t,i} \in \{0,1\} & \forall t \in T, \forall i \in I \\ & \sum_{t \in T} x_{t,i} \leq 1 & \forall i \in I \\ & \alpha + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^\mu \right) \cdot x_{t,i} \geq rhs^\mu & \mu = 1, \dots, \nu \end{aligned}$$

2.2.4 Critério de valor esperado

O algoritmo de Benders também pode ser aplicado a problemas de planejamento com vários cenários. A estrutura em blocos do problema é ainda mais evidente.

	Variáveis de investimento	Variáveis de operação Cen. 1	Variáveis de operação Cen. 2	Variáveis de operação Cen. S	
Min	$ci \cdot x$	$+ co_1 \cdot y_1$	$+ co_2 \cdot y_2$	$\dots co_S \cdot y_S$	
s/a	$A \cdot x$				$\geq b$
	$E_1 \cdot x$	$+ F_1 \cdot y_1$			$\geq h_1$
	$E_2 \cdot x$		$+ F_2 \cdot y_2$		$\geq h_2$
	\dots				
	$E_M \cdot x$			$+ F_S \cdot y_S$	$\geq h_S$

A expansão ótima com o critério de valor esperado é formulada como:

$$\text{Min} \quad c(x) + \bar{w}(x) \quad (2.27)$$

$$\text{s/a } x \in X$$

onde $c(x)$ e $\bar{w}(x)$ são, respectivamente, o custo de investimento e o custo esperado de operação para o plano candidato x :

$$\bar{w}(x) = \sum_{s=1}^S p_s \cdot w_s(x) \quad (2.28)$$

onde p_s é a probabilidade do cenário s . Dada uma decisão x^v , o problema de operação para cada cenário s , com $s = 1, \dots, S$, é formulado como o seguinte problema de otimização:

$$w_s(x^v) = \text{Min } co_s \cdot y_s \quad (2.29)$$

$$\text{s/a } F_s \cdot y_s \geq h_s - E_s \cdot x^v \quad \pi_s^v$$

$$y_s \geq 0$$

O corte de Benders associado a cada problema de operação é obtido a partir de (2.29):

$$\alpha \geq w_s(x^v) + \lambda_s(x^v) \cdot (x - x^v) \quad s = 1, \dots, S$$

onde $\lambda_s(x^v) = -\pi_s^v \cdot E_s$. Como a expressão (2.28) é linear, o corte de Benders é a média de todos os cortes ponderada pela probabilidade. Definindo:

$$\bar{\lambda}(x^v) = \sum_{s=1}^S p_s \cdot \lambda_s(x^v) \quad (2.30)$$

Temos:

$$\alpha \geq \bar{w}(x^v) + \bar{\lambda}(x^v) \cdot (x - x^v) \quad (2.31)$$

Substituindo $\bar{w}(x)$ em (2.27) pelos cortes (2.31) gerados em cada iteração do algoritmo de decomposição, obtemos o seguinte problema relaxado de expansão:

$$z = \text{Min } c(x) + \alpha \quad (2.32)$$

$$\text{s/a } \alpha \geq \bar{w}(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu) \cdot (x - x^\mu) \quad \mu = 1, \dots, v$$

$$x \in X$$

2.3 Contemplando incertezas

Uma questão fundamental da metodologia de planejamento da expansão é como lidar com as incertezas inerentes ao processo de planejamento, como as vazões hidrológicas e os cenários de geração renovável variável. Como pode ser visto na seção anterior, o modelo de planejamento da expansão pode contemplar múltiplos cenários operativos, e

o algoritmo proposto é capaz de capturar seus efeitos através de uma abordagem probabilística. Além disso, ao aplicar o algoritmo de decomposição de Benders, os problemas de investimento e operação passam a ser resolvidos separadamente. Por essa razão, o OptGen pode trabalhar com duas opções de modelos de operação, conforme mostrado na Figura 2.5:

- **SDDP**: utiliza o modelo completo de programação dinâmica dual estocástica (SDDP) como módulo de operação;
- **Cenários**: utiliza um modelo de simulação de cenários multi-determinísticos como módulo de operação.

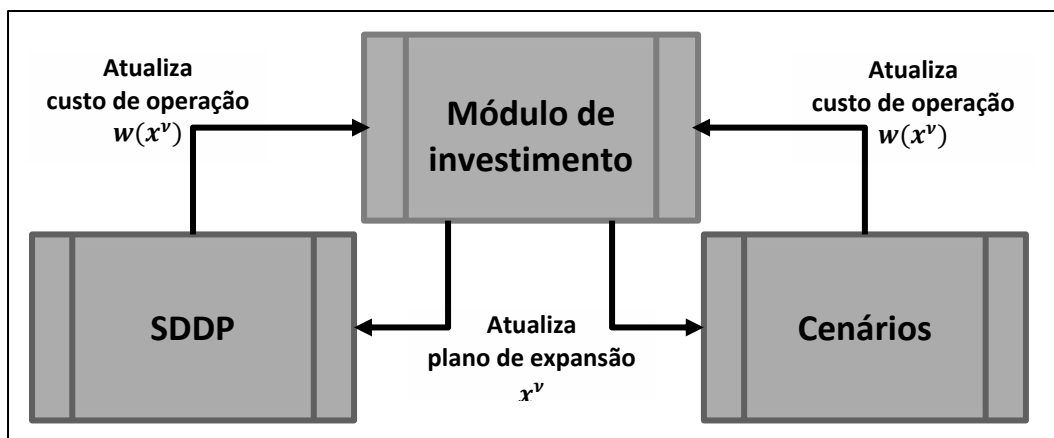


Figura 2.5 –Alternativas para resolver o subproblema de operação na abordagem “OptGen 1”

O processo de decomposição é ilustrado na Figura 2.6. Nessa figura, observamos como as incertezas são tratadas por cada opção operativa: (i) SDDP e (ii) Cenários, levando em conta a solução do plano de expansão a cada iteração do OptGen.

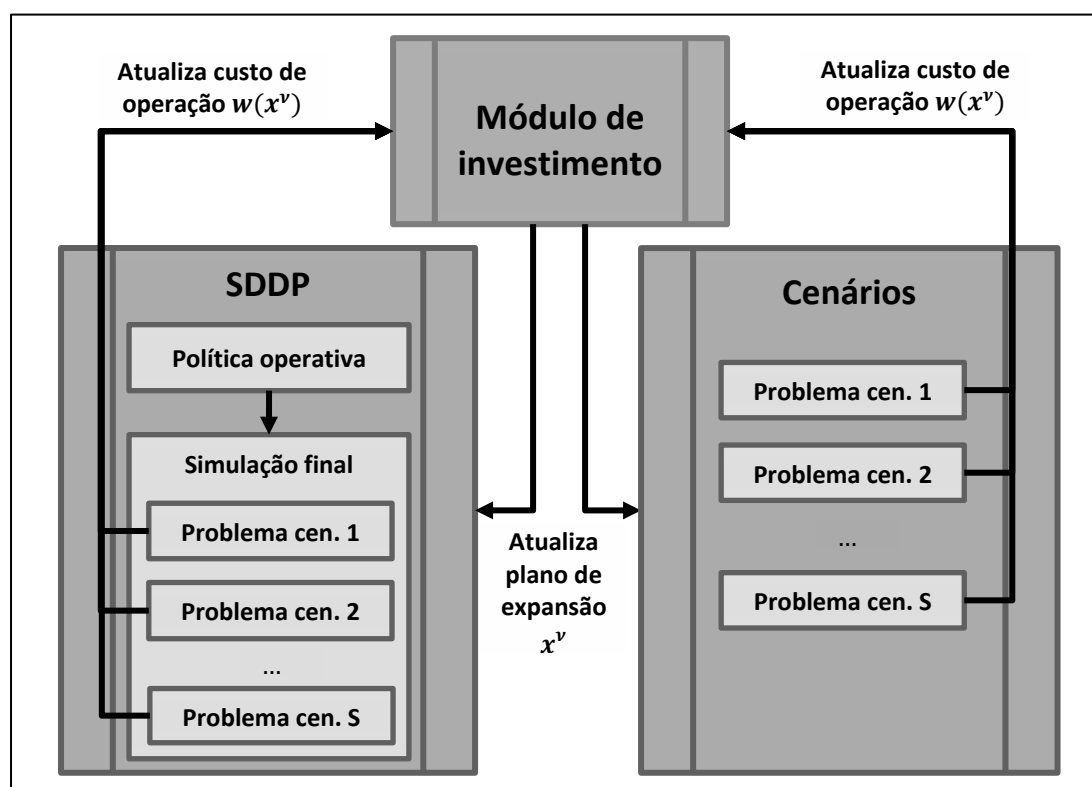


Figura 2.6 - Esquema de decomposição para múltiplos cenários

2.3.1.1 SDDP

Quando a abordagem “SDDP” é selecionada como módulo de operação, para cada plano de expansão candidato encontrado a cada iteração do OptGen, uma execução completa do SDDP é realizada, ou seja, o SDDP primeiro calcula a política operativa estocástica por um procedimento de decomposição multi-estágio que constrói uma função de custo futuro (FCF) para cada estágio, visando a minimização da média dos custos operativos ao longo do horizonte de estudo (considerando incertezas nas vazões hidrológicas e geração renovável). Então, para gerar os resultados operativos, o SDDP contempla a FCF e realiza a simulação final da operação do sistema, resolvendo um problema para cada estágio e para cada cenário de incerteza.

2.3.1.2 Cenários

Ao invés de calcular a política operativa e realizar a simulação final, a abordagem “Cenários” resolve um único problema de otimização multi-estágio (envolvendo todo o horizonte de estudo) para cada cenário de incerteza. Como consequência, para gerar os resultados operativos, o modelo realiza uma simulação de cenários multideterminísticos.

2.3.1.3 Feedback da operação

Embora cada modelo possua uma estratégia de solução diferente que otimize a operação do sistema, ambas as abordagens (SDDP e Cenários) realizam simulações de cenários cujos resultados operativos são usados para gerar um novo corte de Benders que é incorporado ao problema de planejamento de expansão da próxima iteração.

Em ambas as abordagens, os coeficientes dos cortes de Benders e o lado direito são calculados com base no valor esperado do custo total de operação e nas derivadas do custo de operação com relação às decisões de investimento.

Essas derivadas, por sua vez, são obtidas a partir dos multiplicadores de Lagrange associados às seguintes restrições: (i) limites de armazenamento e vazão turbinável hidro; (ii) limites de capacidade de geração térmica; (iii) produção de energia das fontes renováveis; e (iv) segunda lei de Kirchhoff e limites de fluxo dos componentes de transmissão. Eles trazem as informações sobre as reduções de custos operativos relacionados a cada decisão de investimento para cada cenário e cada estágio de tempo. Nesse caso, antes de criar o corte de Benders, precisamos ter um número final que represente os benefícios operativos esperados relacionados a cada decisão de investimento. Portanto, levando em conta cada resultado acima mencionado, calculamos o VPL para ter um valor único por cenário. Em seguida, calculamos a média de todos os cenários.

2.4 Incorporando restrições de segurança

Para cada plano de expansão proposto, os índices de confiabilidade, como LOLP e EPNS, podem ser avaliados pelo CORAL, o modelo para a análise de confiabilidade de sistemas. Além disso, restrições de segurança mínima podem ser incluídas no problema de expansão como um critério de planejamento. Portanto, é possível avaliar o benefício de cada projeto, tanto em termos de redução do custo operativo quanto de aumento da confiabilidade geral do sistema.

Dessa forma, análises econômicas e de confiabilidade são realizadas em um problema único para o planejamento da expansão:

$$\begin{aligned} \text{Min } z(x) &= c(x) + w(x) && (2.33) \\ \text{s/a } r(x) &\leq \bar{r} \\ x &\in X \end{aligned}$$

Onde X representa o conjunto de decisões de investimento viáveis. As funções $c(x)$ e $w(x)$ representam respectivamente os custos de investimento e operação do plano de expansão candidato x . A função $r(x)$ é o índice de confiabilidade avaliado para o plano de expansão x e \bar{r} é o valor máximo informado aceito para essa medida de risco.

2.4.1 A decomposição de Benders aplicada ao problema de planejamento da expansão

Como discutido anteriormente, usamos a técnica de decomposição de Benders para separar o problema original em módulos de investimento, operação e confiabilidade. Este particionamento permite que cada sub-problema seja resolvido por um algoritmo especializado através de um procedimento iterativo, onde o subproblema da operação é resolvido por Programação Dinâmica Dual Estocástica (SDDP - *Stochastic Dual Dynamic Programming*), e o subproblema de confiabilidade por simulação Monte Carlo (MC). A Figura 2.7 ilustra este processo iterativo.

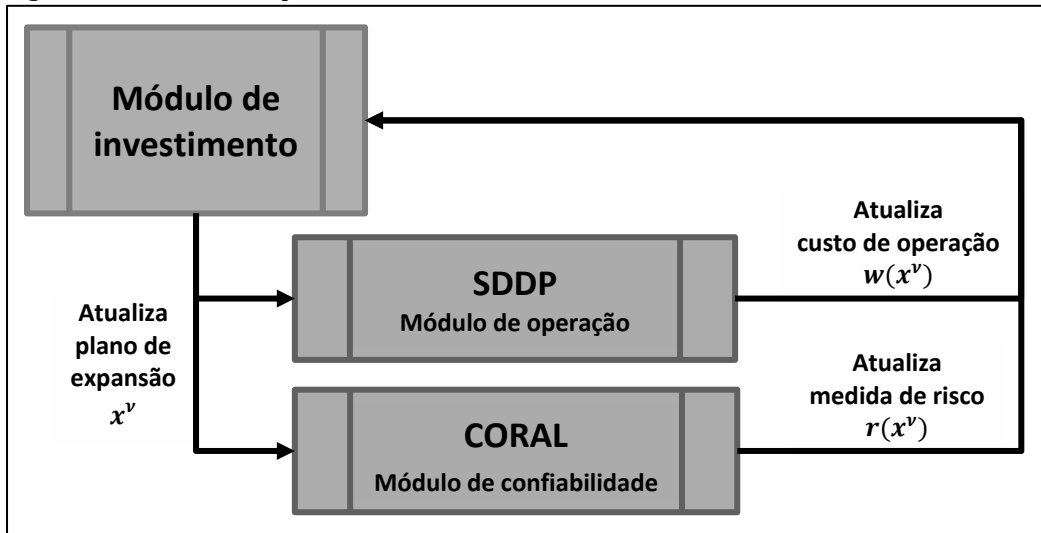


Figura 2.7 – Decomposição do Problema de Expansão

Em termos gerais, a aplicação da técnica de decomposição de Benders descrita anteriormente para a construção de uma aproximação da função custo de operação $w(x)$, pode ser estendida para a medida de confiabilidade $r(x)$.

Dado um plano candidato de investimento x^v , o subproblema de confiabilidade é resolvido para calcular o valor da medida de risco $r(x^v)$ associada a este plano. Se a solução não for viável, $r(x^v) > \bar{r}$, então a análise de sensibilidade realizada neste problema, usando o modelo **CORAL**, fornece a derivada da função de confiabilidade em relação à decisão de investimento. Esta derivada, por sua vez, é usada na construção dos cortes de Benders que aproximam a região viável associada ao critério de confiabilidade adotado no problema mestre.

Em outras palavras, o problema mestre (2.34) é uma relaxação do problema de planejamento da expansão (2.33), onde tanto a função de custo de operação $w(x)$ quanto a função de confiabilidade $r(x)$ são aproximadas por um conjunto de restrições lineares, conhecidas como cortes de Benders, que são gerados iterativamente a partir da solução dos modelos SDDP e CORAL para cada decisão de expansão x^v .

$$z = \text{Min} \quad c_i \cdot x + \alpha \quad (2.34)$$

$$\begin{aligned}
\text{s/a } \alpha &\geq w(x^\mu) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) & \mu = 1, \dots, \nu \\
r(x^\mu) + \left. \frac{\partial r(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) &\leq \bar{r} & \mu = 1, \dots, \nu \\
x &\in X
\end{aligned}$$

2.4.2 Critério de máxima EPNS

Na versão atual do OptGen, consideramos $r(x) = EPNS(x)$, o valor esperado da potência não suprida, como a medida de risco, que é o valor médio do corte de carga do sistema. Neste caso, a cada iteração do algoritmo de decomposição de Benders, o seguinte problema de planejamento da expansão é resolvido:

$$z = \text{Min } ci \cdot x + \alpha \quad (2.35)$$

$$\begin{aligned}
\text{s/a } \alpha &\geq w(x^\mu) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) & \mu = 1, \dots, \nu \\
EPNS(x^\mu) + \left. \frac{\partial EPNS(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) &\leq \overline{EPNS} & \mu = 1, \dots, \nu \\
x &\in X
\end{aligned}$$

Onde \overline{EPNS} , a máxima potência esperada não suprida, é o critério de risco informado pelo planejador.

2.4.2.1 Problema de confiabilidade

Dado um plano de expansão x^ν do problema (2.35), o subproblema de confiabilidade, para cada estágio t , é formulado como a minimização da potência esperada não suprida:

$$\begin{aligned}
EPNS_t(x^\nu) &= \text{Min } \sum_{s \in S} p_s \cdot d_s & (2.36) \\
\text{s/a } d_s &\geq D_t - \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^\nu \right) & \forall s \in S \\
d_s &\geq 0 & \forall s \in S
\end{aligned}$$

Onde S é o conjunto de cenários de indisponibilidade, p_s é a probabilidade do cenário s e d_s é a variável de corte de carga para o cenário s . $\xi_{i,t,s}$ é a variável aleatória que representa o estado operativo do gerador i no estágio t , cenário s . O estado pode ser 0 se o equipamento não estiver operando ou 1 caso contrário.

2.4.2.2 Cálculo do corte de Benders

O problema de confiabilidade (2.36) pode ser reescrito da seguinte maneira equivalente, sem representar explicitamente a variável de corte de carga:

$$EPNS_t(x^v) = \sum_{s \in S} p_s \cdot \max \left(D_t - \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v \right), 0 \right) \quad (2.37)$$

Além disso, podemos definir Ω_t como o conjunto de cenários no estágio t em que o corte de carga é maior que zero:

$$\Omega_t = \{s \in S \mid D_t > \sum_{i \in I} (\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v)\}$$

Desta forma, o problema (2.37) pode ser escrito como:

$$EPNS_t(x^v) = \sum_{s \in \Omega_t} p_s \left(D_t - \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v \right) \right) \quad (2.38)$$

Para cada estágio t , tal que $EPNS_t(x^v) > 0$, um novo corte de Benders é calculado como:

$$EPNS_t(x^v) + \sum_{\tau=1}^t \frac{\partial EPNS_t(x)}{\partial x_{\tau,i}} \Big|_{x=x^v} \cdot (x_{\tau,i} - x_{\tau,i}^v) \leq \overline{EPNS} \quad (2.39)$$

Onde a derivada da função de confiabilidade em relação a uma decisão de investimento é calculada como:

$$\frac{\partial EPNS_t(x)}{\partial x_{\tau,i}} \Big|_{x=x^v} = \sum_{s \in \Omega_t} p_s \cdot \xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \quad \tau = 1, \dots, t \quad (2.40)$$

Então os cortes de Benders (2.39) se tornam:

$$EPNS_t(x^v) + \sum_{s \in \Omega_t} p_s \cdot \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t (x_{\tau,i} - x_{\tau,i}^v) \right) \leq \overline{EPNS} \quad \forall t \in T \quad (2.41)$$

2.5 Formulação detalhada do problema

O planejamento da expansão de geração e transmissão é formulado como um problema de programação matemática da seguinte forma:

2.5.1 Função objetivo

$$z = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} (c_{i,t} \cdot x_{t,i} + \alpha) \quad (2.42)$$

T conjunto de estágios no horizonte de estudo

P conjunto de projetos

$x_{t,i}$	decisão de investimento do projeto i para entrada em operação no estágio t	
$ci_{t,i}$	custo de investimento do projeto i para entrada em operação no estágio t	M\$
α	custo de operação aproximado	M\$

2.5.2 Datas mínima e máxima de entrada em operação

$$x_{t,i} = 0 \quad \forall t \notin [\underline{t}_i, \bar{t}_i], \quad \forall i \in P \quad (2.43)$$

$\underline{t}_i, \bar{t}_i$ estágios mínimo e máximo para entrada em operação do projeto i

2.5.3 Projetos de decisão binária, inteira e contínua

$$x_{t,i} \in \{0,1\} \quad \forall i \in P^{bin} \quad (2.44)$$

$$x_{t,i} \in \mathbb{Z}_+ \quad \forall i \in P^{int} \quad (2.45)$$

$$x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in P^{cnt} \quad (2.46)$$

P^{bin}	conjunto de projetos de decisão binária
P^{int}	conjunto de projetos de decisão inteira
P^{cnt}	conjunto de projetos de decisão contínua

2.5.4 Projetos obrigatórios e opcionais

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} = 1 \quad \forall i \in P^{ob} \quad (2.47)$$

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in P^{op} \quad (2.48)$$

$$x_{t,i} = 0 \quad \forall i \in P, \forall t \notin [\underline{t}_i, \bar{t}_i] \quad (2.49)$$

P^{ob}	conjunto de projetos obrigatórios
P^{op}	conjunto de projetos opcionais

2.5.5 Projetos mutuamente exclusivos

$$\sum_{i \in P_k^{ex}} \sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall k \in R^{ex} \quad (2.50)$$

R^{ex} conjunto de restrições de exclusividade

P_k^{ex} conjunto de projetos que pertencem à restrição de exclusividade k

2.5.6 Projetos associados (com atraso máximo)

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T \left(x_{t,i} - \sum_{\tau=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} x_{\tau,j} \right) &\leq 0 & \underline{t}_k &= \max(1, t - MXD_k) \\ \bar{t}_k &= \min(T, t + MXD_k) & & \\ \sum_{t=1}^T \left(x_{t,j} - \sum_{\tau=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} x_{\tau,i} \right) &\leq 0 & \forall i, j \in P_k^{as}, \forall k \in R^{as} & \end{aligned} \quad (2.51)$$

R^{as} conjunto de restrições de associação

P_k^{as} conjunto de projetos que pertencem à restrição de associação k

MXD_k atraso máximo entre a entrada em operação dos projetos que pertencem à restrição de associação k

2.5.7 Capacidade instalada/Energia firme/Potência firme mínima e máxima

$$\sum_{t=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} \left(\sum_{i \in P_k} \omega_i \cdot x_{t,i} + \sum_{i \in E_k} \omega_i \right) \geq \underline{\omega}_k \quad \forall k \in R \quad (2.52)$$

$$\sum_{t=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} \left(\sum_{i \in P_k} \omega_i \cdot x_{t,i} + \sum_{i \in E_k} \omega_i \right) \geq \underline{\omega}_k \quad \forall k \in R \quad (2.53)$$

ω_i capacidade instalada ou energia firme ou potência firme do agente i MW

$\underline{\omega}_k, \bar{\omega}_k$ capacidade instalada ou energia firme ou potência firme mínima e máxima da restrição k . Este é um valor absoluto que pode ser incremental ou total. Se total, ele pode ser uma meta informada como uma porcentagem do valor total do sistema.

$\underline{t}_k, \bar{t}_k$ estágios mínimo e máximo para atender à restrição k . Quando o estágio mínimo não é informado, o valor da restrição é total, caso contrário, é incremental.

- R conjunto de restrições
 P_k conjunto de projetos que pertencem à restrição k
 E_k conjunto de agentes existentes que pertencem à restrição k

2.5.8 Precedência entre projetos (com atraso mínimo)

$$\begin{aligned} \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i} - \sum_{\tau=1+MND_k}^{t+MND_k} x_{\tau,j} &\geq 0 && \forall i, j \in P_k^{pre}, \forall k \in R^{pre}, \\ & && \forall t \in T \\ x_{t,j} &= 0 && \forall t \in [1, \underline{t}_j + MND_k - 1] \end{aligned} \quad (2.54)$$

- R^{pre} conjunto de restrições de precedência
 P_k^{pre} conjunto de projetos que pertencem à restrição de precedência k , onde o projeto i precede o projeto j
 MND_k atraso mínimo entre a entrada em operação dos projetos que pertencem à restrição de precedência k

2.5.9 Energia firme e potência firme por sistema

$$\sum_{t \in T_y} \Delta_t \cdot \left(\sum_{i \in G_n} w_{t,i}^e + \sum_{i \in P_n^G} w_{t,i}^e \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \right) \geq f_{y,n}^e \cdot \sum_{t \in T_y} d_{t,n} \quad \forall n \in N, \forall y \in Y \quad (2.55)$$

$$\sum_{i \in G_n} w_{t,i}^p + \sum_{i \in P_n^G} w_{t,i}^p \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \geq f_{y,n}^p \cdot \max_{t \in T_y} \left(\frac{d_{t,n}}{\Delta_t} \right) \quad \forall n \in N, \forall y \in Y \quad (2.56)$$

- Y conjunto de anos do estudo
 T_y conjunto de estágios que pertencem ao ano y
 N conjunto de sistemas
 G_n conjunto de usinas de geração existentes do sistema n
 P_n^G conjunto de projetos de geração do sistema n
 Δ_t duração do estágio t horas
 $d_{t,n}$ demanda do sistema n no estágio t MWh
 $w_{t,i}^e$ energia firme da usina i no estágio t MWmed
 $f_{y,n}^e$ fator de energia firme do sistema n no ano y p.u.
 $w_{t,i}^p$ potência firme da usina i no estágio t MW
 $f_{y,n}^p$ fator de potência firme do sistema n no ano y p.u.

2.5.10 Cortes de Benders da função custo de operação

$$\alpha \geq w_\mu + \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} \lambda_{t,i,\mu} \cdot (x_{t,i} - x_{t,i,\mu}) \quad \mu = 1, \dots, \nu \quad (2.57)$$

v	número de iterações de decomposição de Benders	
w_μ	solução ótima do módulo de operação na μ -ésima iteração	M\$
$\lambda_{t,i,\mu}$	coeficiente do corte de Benders obtido a partir das variáveis duais da solução ótima do módulo de operação na μ -ésima iteração.	M\$
$x_{t,i,\mu}$	decisão de investimento obtida na μ -ésima iteração.	

2.5.11 Cortes de Benders das restrições de segurança

$$EPNS_{\mu,t} + \sum_{i \in P} \left(\gamma_{t,i,\mu} \cdot \sum_{\tau=1}^t (x_{\tau,i} - x_{\tau,i,\mu}) \right) \leq \overline{EPNS} \quad \mu = 1, \dots, v, \forall t \in T \quad (2.58)$$

v	número de iterações de decomposição de Benders	
$EPNS_{\mu,t}$	solução ótima do modulo de confiabilidade na μ -ésima iteração	p.u.
$\gamma_{t,i,\mu}$	coeficiente do corte de Benders obtido a partir das variáveis duais da solução ótima do módulo de operação na μ -ésima iteração.	p.u.
$x_{t,i,\mu}$	decisão de investimento obtida na μ -ésima iteração.	
\overline{EPNS}	valor máximo da medida de risco	p.u.

2.5.12 Problema de operação

Para a decisão de expansão x^μ , obtida do problema de investimento a cada iteração μ , há um problema de operação de mínimo custo a ser resolvido pelo modelo SDDP. A solução ótima deste problema é usada para calcular um novo corte de Benders, representado pela inequação (2.57).

Para obter mais informações sobre a formulação detalhada das restrições do módulo de operação, consulte o manual de metodologia do SDDP.

2.5.13 Problema de confiabilidade

Para a decisão de expansão x^μ , obtida do problema de investimento a cada iteração μ , há um problema de confiabilidade a ser resolvido pelo modelo CORAL. A solução ótima deste problema é usada para calcular novos cortes de Benders, representados pelas inequações (2.58).

Para mais informações sobre a formulação detalhada das restrições do módulo de confiabilidade, consulte o manual de metodologia do CORAL.

3 OPTGEN 2 – ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO DA SEGUNDA ABORDAGEM

3.1 Introdução

A crescente competitividade econômica de fontes de energia eólica e solar, também chamadas de fontes de energia renovável variável (ERV), tem atraído grande atenção mundial. Esses recursos energéticos não apenas reduzem as emissões de gases do efeito estufa, mas também reduzem a vulnerabilidade dos países para importar combustíveis fósseis (particularmente petróleo e gás natural).

No entanto, a rápida penetração dessas novas fontes também levantou algumas preocupações tanto para planejadores quanto para operadores por duas razões principais: (i) a maioria dessas fontes são não-despacháveis, ou seja, sua geração não pode ser controlada pelo operador do sistema; e (ii) a sua produção de energia apresenta uma grande variabilidade, isto é, a produção pode mudar significativamente de uma hora para a outra.

Como se pode ver, a penetração de ERV acaba causando impactos significativos no perfil da demanda líquida. Além da mudança no perfil, vale ressaltar o aumento das rampas de demanda líquida e suas respectivas inclinações com a maior penetração renovável. Esses impactos levam a novos desafios operacionais, que se destacam:

- **Situações de excesso de oferta:** períodos em que a geração renovável é superior à demanda a ser atendida (por exemplo no meio da noite em regiões com fortes ventos ou durante o dia em regiões com uma capacidade significativa de energia solar);
- **Rápidas rampas de subida e descida:** as usinas despacháveis devem ter a capacidade de responder rapidamente ao aumento e diminuição da geração renovável intermitente para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema;
- **Aumento do número de ciclos térmicos:** possível aumento no número de partidas e paradas das usinas térmicas no sistema devido à intermitência de geração renovável.

Como consequência, a penetração de usinas renováveis intermitentes nos sistemas elétricos mudou a forma como o planejamento de expansão é tratado. Esse tipo de recurso possui grande variabilidade em pequenos intervalos de tempo, por esta razão, para alguns sistemas, a representação horária da operação deve ser considerada dentro do modelo de planejamento da expansão. Além disso, as reservas de geração também devem ser ajustadas para capturar o efeito intermitente. Como muitos países usam usinas térmicas rápidas como parte dessas reservas, o *unit commitment* e as restrições de rampa também se tornaram mais relevantes.

Devido a sua importância, problemas de planejamento da expansão são amplamente discutidos na literatura. Este tipo de problema é geralmente não convexo devido à necessidade de incorporar decisões de investimento e operação inteiras. Abordagens comuns para a resolução deste tipo de problema são: Programação não linear (NLP - *Non-linear Programming*); Programação Linear Inteira Mista (MILP - *Mixed-Integer Linear Programming*); técnicas de decomposição (como a decomposição de Benders) combinadas com aproximações e suposições no modelo para torná-lo computacionalmente tratável.

Nesta estratégia de solução, propomos um MILP como modelo de planejamento da expansão, que pode representar etapas horárias mantendo tempos computacionais razoáveis, onde ambos os problemas de investimento e operação são resolvidos simultaneamente, como ilustrado na figura abaixo.

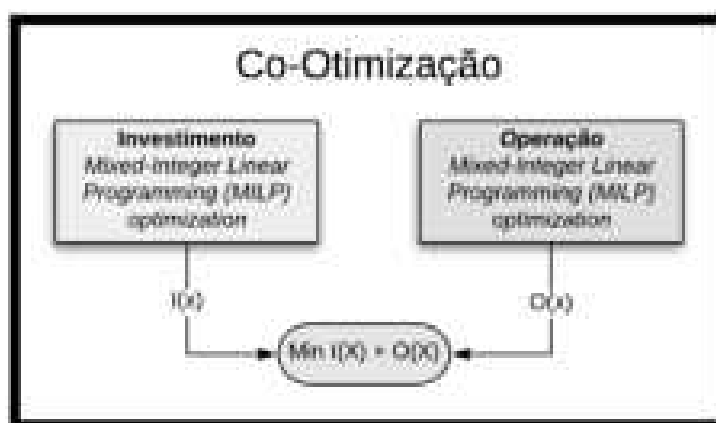


Figura 3.1 – Co-otimização de investimento e operação

No entanto, como os horizontes de planejamento são longos (décadas), a resolução horária de todo o horizonte em um único problema de otimização seria computacionalmente inviável para grandes sistemas reais, tornando necessária a aplicação de uma heurística de decomposição de horizonte em sub-horizontes menores, e uso da representação de dias típicos e estações, reduzindo o tamanho do problema.

3.2 Metodologia da solução

3.2.1 Heurística de decomposição do horizonte

O modelo considera estágios anuais de investimento, ou seja, um problema de co-otimização do investimento e operação é resolvido para cada ano em um esquema de horizonte rolante. Um plano ótimo de expansão é calculado para um ano, a decisão é fixada e um novo problema de otimização é definido para o ano seguinte, considerando as decisões de investimento tomadas no ano anterior como fixas e complementando o plano de expansão, quando necessário, como ilustrado na figura seguinte.



Figura 3.2 – Heurística de decomposição do horizonte

3.2.2 Dias típicos e estações

Como vimos anteriormente, uma vez que os horizontes de planejamento são longos, para resolver o problema de expansão aplicando a co-otimização do investimento e operação, o horizonte é decomposto em sub-horizontes anuais através da estratégia *forward* no tempo, i.e., as decisões tomadas num determinado ano, são fixas nos anos subsequentes.

É importante lembrar que a operação é resolvida com representação horária, que pode resultar em um problema grande e computacionalmente intratável, dado o tamanho dos estudos de planejamento que representam horizontes de longo prazo, e o fato do modelo proposto resolver um MILP, que visa minimizar os custos de investimento e o valor esperado dos custos operativos, sujeito a incertezas na hidrologia e geração de fontes renováveis intermitentes.

Como forma de exemplificar essa questão, levando-se em consideração um sistema de energia real, a tabela apresentada a seguir resume o tamanho dos problemas de otimização para 1 mês e 5 blocos versus 744 horas:

Restrições	Blocos	Horas
Restrições de balanço hídrico	114	+80,000
Restrições de balanço de demanda	30	+4,000
Geração máxima e restrições de turbinamento	1499	+290,000
Restrições de volume mínimo e máximo	228	+165,000
Total	1461	+520,000

Como se pode ver, o tamanho dos problemas de otimização aumenta significativamente. Além disso, ao avaliar planos de expansão para sistemas reais, também é necessário utilizar vários cenários a fim de incorporar as incertezas na qual um sistema real está exposto (hidrologia, geração renovável etc.) e, conseqüentemente, a adição de todas as restrições por cenário dentro do problema de otimização. Por esse motivo, é necessário criar uma estratégia que reduza o tamanho do problema, mas sem comprometer a qualidade dos resultados.

Para reduzir o esforço computacional requerido por esses problemas de otimização, é necessário introduzir os conceitos de estações e dias representativos (típicos), que além de possibilitar a solução desses problemas em tempos computacionais aceitáveis, capturam os efeitos da geração intermitente no sistema.

O primeiro passo dessa estratégia é agrupar os meses do ano em estações, como mostra a figura abaixo.



Figura 3.3 – Associação de meses às estações

Uma vez que as estações são definidas, os dias representativos dentro de cada uma delas, aqui referidos como dias típicos, devem ser definidos. Esse tipo de representação tem como objetivo reduzir o número de dias analisados em cada estação, uma vez que os perfis diários de demanda não costumam ser tão diferentes, especialmente dentro das estações pré-definidas. A figura a seguir ilustra esse agrupamento de dias reais em dias típicos para um conjunto de estações em um determinado ano. A associação apresentada na figura foi feita de forma genérica, com fins ilustrativos.

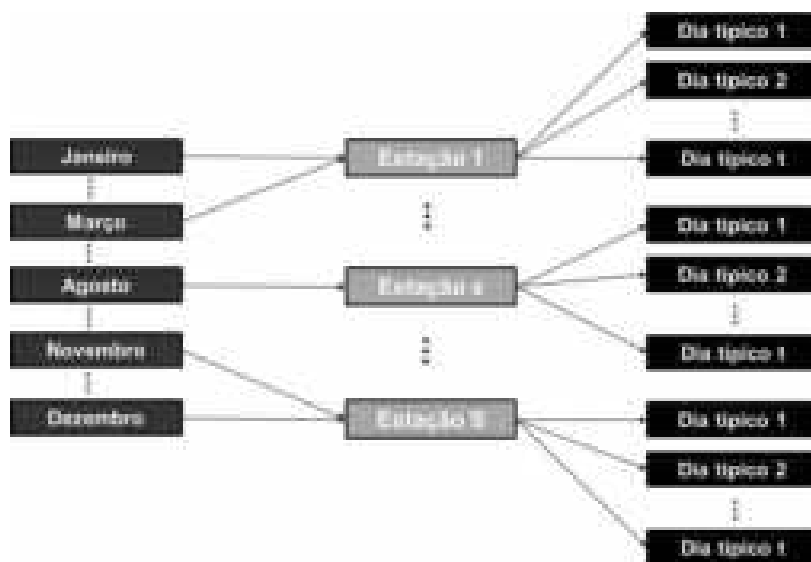


Figura 3.4 – Mapeamento de dias típicos dentro de cada estação

Como exemplo de aplicação, o que é claramente observado, é a distinção entre dias de semana e dias de final de semana. Neste caso, para cada estação e ano, os dias típicos seriam calculados da seguinte forma:

- **Dia típico 1:** a média dos cinco dias de maior demanda em cada estação;
- **Dia típico 2:** a média dos dois dias de menor demanda em cada estação;

De maneira prática, a Figura 3.5 ilustra o processo de atribuição dos dias em um determinado mês de Janeiro para o cálculo dos dias típicos 1 (curva azul) e 2 (curva laranja).

Por fim, é importante mencionar que a solução apresentada aqui é totalmente flexível em relação ao número e aos critérios utilizados para agrupar os meses em estações e dias em dias típicos, ou seja, o usuário pode personalizar as configurações de acordo com cada aplicação/estudo. No final do dia, as restrições operativas do problema devem ser atendidas para cada estação, dia típico, hora e cenário considerado.

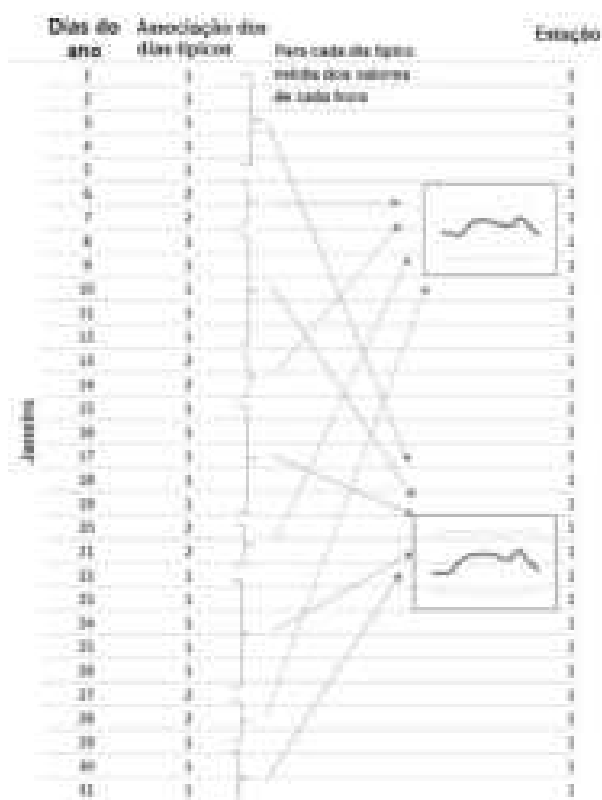


Figura 3.5 – Calculando dias típicos 1 (curva azul) e 2 (curva de laranja) para Janeiro.

3.3 Contemplando incertezas

No modelo SDDP, o processo de tomada de decisão dos custos de produção a longo prazo (geração de cada planta, interconexões entre regiões, fluxos de circuitos, etc.) consiste na solução de um problema de otimização estocástica que busca balancear o *custo imediato* e o *valor esperado do custo futuro* (o valor esperado vem da incerteza sobre a hidrologia, vento, consumo, disponibilidade de equipamentos, etc.). Esse problema está intrinsecamente relacionado aos dispositivos de armazenamento, que criam um acoplamento temporal entre estágios. Portanto, as decisões operativas de hoje, como os níveis de armazenamento, podem afetar a operação de médio e longo

prazo, afetando assim os custos operativos futuros. Para mais detalhes, consulte o Manual de Metodologia do SDDP.

Levando-se em consideração a explicação acima e considerando que esta abordagem de expansão realiza a co-otimização de investimento e operação dentro do mesmo problema, a política operativa não é calculada através do algoritmo SDDP – tal como a abordagem “OptGen 1”, ou seja, a abordagem do “OptGen 2” não calcula uma Função de Custo Futuro (FCF) para o sistema em cada estágio da operação, uma vez que seu cálculo exigiria iterações da operação do sistema, i.e., várias simulações da operação para cada estágio até que a FCF seja suficientemente bem aproximada. A aplicação do SDDP para calcular a FCF é a maneira mais realista de simular a operação do sistema, mas, como se pretende aplicar a co-otimização, a operação dos reservatórios ao longo do ano deve ser simplificada. Neste caso, a estratégia de operação do reservatório apresentada na figura abaixo é adotada.

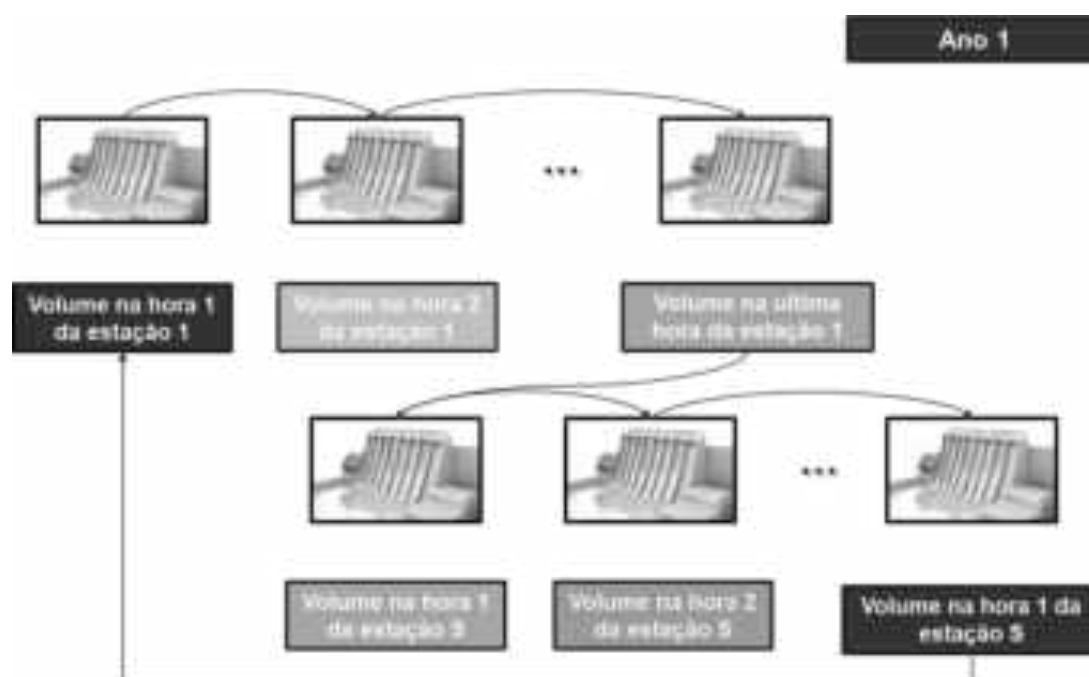


Figure 3.6 – Mapeamento de dias típicos dentro de cada estação

Essa formulação garante que o volume inicial do reservatório de cada usina hidrelétrica no início de cada ano seja igual ao volume final daquele ano. Essa estratégia impede que o modelo esvazie completamente os reservatórios, otimizando sua utilização ao longo do ano. O conceito por trás desta estratégia é uma operação multi-determinística, onde a operação dos reservatórios é otimizada para cada cenário separadamente, não considerando incertezas no processo de tomada de decisão da operação para cada cenário. Essa simplificação da operação de grandes reservatórios possui um viés otimista, entretanto, sua aplicação prática indica que esta aproximação apresenta resultados satisfatórios para a tomada de decisão e cálculo do plano de expansão.

As próximas seções visam detalhar todas as restrições aplicadas ao modelo de expansão que utiliza a co-otimização de investimento e operação, estratégia de solução chamada “OptGen 2”.

3.4 Formulação detalhada do problema

O problema do planejamento da expansão de um sistema de energia é primariamente formulado como um problema de programação matemática, expresso pela formulação abaixo. Supomos, por uma questão de simplicidade, que todas as usinas são projetos candidatos ao problema de expansão.

3.4.1 Restrições de investimento

Toda a formulação das restrições de investimento para o OptGen 2 é análoga à formulação detalhada do OptGen 1 e está descrita na Seção 2.5 deste Manual.

3.4.2 Restrições das centrais térmicas

3.4.2.1 Geração de energia mínima e máxima

$$\underline{g}_j \cdot \mathcal{Y}_{j,t,d,h,s} \leq \mathcal{G}_{j,t,d,h,s} \leq \bar{g}_j \cdot \mathcal{Y}_{j,t,d,h,s} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.1)$$

$\mathcal{G}_{j,t,d,h,s}$	Decisão de geração da central térmica j , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	<i>MW</i>
$\mathcal{Y}_{j,t,d,h,s}$	Decisão de <i>commitment</i> da central térmica j , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	
\bar{g}_j	Geração máxima da central térmica j	<i>MW</i>
\underline{g}_j	Geração mínima da central térmica j	<i>MW</i>

3.4.2.2 Rampa de subida e descida de geração

$$\mathcal{G}_{j,t,d,h,s} - \mathcal{G}_{j,t,d,h-1,s} \leq \Delta_j^{UP} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.2)$$

$$\mathcal{G}_{j,t,d,h-1,s} - \mathcal{G}_{j,t,d,h,s} \leq \Delta_j^{DN} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.3)$$

Δ_j^{UP}	Rampa de subida máxima da central térmica j	<i>MW</i>
Δ_j^{DN}	Rampa de descida máxima da central térmica j	<i>MW</i>

3.4.2.3 *Unit commitment*

$$st_{j,t,d,h,s} \geq y_{j,t,d,h,s} - y_{j,t,d,h-1,s} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.4)$$

$$y_{j,t,d,h,s} \leq x_j \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.5)$$

$$y_{j,t,d,h,s} \in \{0,1\} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.6)$$

$st_{j,t,d,h,s}$ Variável de decisão de partida da central térmica j , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s

x_j Decisão de investimento da central térmica j

A restrição (3.5) modela a relação entre as decisões de *commitment* e as decisões de investimento, evitando que uma usina térmica seja ligada sem ter sido investida previamente. Essa restrição faz com que decisões de investimento do tipo contínuas sejam incompatíveis com a representação de *commitment* térmico (que exige variáveis de decisões binárias).

Outros custos envolvendo usinas térmicas, tais como investimento, partida e consumo de combustível podem ser vistos na função objetivo (3.43) - (3.47).

3.4.3 Restrições de usinas hidrelétricas

3.4.3.1 *Balanço hídrico*

Como o modelo não considera a Função de Custo Futuro (FCF), ele força os níveis de água dos reservatórios de todas as usinas a terminarem no mesmo nível que começaram (volume inicial = volume final), impedindo que o sistema esvazie o reservatório no final do horizonte, para evitar custos com operação térmica. Essa estratégia força o modelo a otimizar a operação do reservatório, de forma a utilizar toda a vazão que chega dentro do período analisado.

$$v_{i,t+1,s} = v_{i,t,s} + a_{i,t,s} - (u_{i,t,s} + s_{i,t,s}) + \sum_{m \in M_i} (u_{m,t,s} + s_{m,t,s}) \quad \forall i, t, s \quad (3.7)$$

$$v_{i,T,s} = v_{i,0,s} \quad \forall i, s \quad (3.8)$$

$v_{i,t,s}$	Volume da hidrelétrica i , estação t e cenário s	hm^3
$u_{i,t,s}$	Turbinamento da hidrelétrica i , estação t e cenário s	hm^3
$s_{i,t,s}$	Vertimento da hidrelétrica i , estação t e cenário s	hm^3
$a_{i,t,s}$	Vazão incremental na hidrelétrica i , estação t e cenário s	hm^3
M_i	Conjunto de usinas a montante da hidrelétrica i	

3.4.3.2 *Produção de energia*

A equação (3.9) garante que a produção horária de energia das hidroelétricas seja igual a energia total turbinada na estação. Esta equação assume que todas as hidroelétricas têm regulação total dentro das estações, i.e, podem transferir, livremente, água de uma hora para a outra.

$$\sum_{d,h} D_{t,d} \cdot g_{i,t,d,h,s} = \rho_i \cdot u_{i,t,s} \quad \forall i, t, s \quad (3.9)$$

$$g_{i,t,d,h,s} \leq \bar{g}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, d, h, s \quad (3.10)$$

$g_{i,t,d,h,s}$	Decisão de geração da hidrelétrica i , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
ρ_i	Coefficiente de produção médio da hidrelétrica i	MWh/hm^3
\bar{g}_i	Geração máxima da hidrelétrica i	MW
x_i	Decisão de investimento da hidrelétrica i	
$D_{t,d}$	Duração do dia típico d na estação t	horas

3.4.3.3 *Volume mínimo e máximo*

$$v_{i,t,s} \leq \bar{v}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.11)$$

$$v_{i,t,s} + \delta_{i,t,s}^v = \underline{v}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.12)$$

\bar{v}_i	Volume máximo da hidrelétrica i	hm^3
\underline{v}_i	Volume mínimo da hidrelétrica i	hm^3
$\delta_{i,t,s}^v$	Decisão de violação do volume mínimo da hidrelétrica i , estação t e cenário s	hm^3

3.4.3.4 *Turbinamento mínimo e máximo*

$$u_{i,t,s} \leq \bar{u}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.13)$$

$$u_{i,t,s} + \delta_{i,t,s}^u = \underline{u}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.14)$$

\bar{u}_i	Turbinamento máximo da hidrelétrica i	hm^3
\underline{u}_i	Turbinamento mínimo da hidrelétrica i	hm^3
$\delta_{i,t,s}^u$	Decisão de violação do turbinamento mínimo da	hm^3

hidrelétrica i , estação t e cenário s

3.4.3.5 Defluência total mínima

$$u_{i,t,s} + s_{i,t,s} + \delta_{i,t,s}^q = \underline{q}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.15)$$

\underline{q}_i	Defluência total mínima da hidrelétrica i	hm^3
$\delta_{i,t,s}^q$	Decisão de violação da defluência total mínima da hidrelétrica i , estação t e cenário s	hm^3

Outros custos envolvendo usinas hidrelétricas, tais como penalidades, O&M e investimento, podem ser vistos na função objetivo (3.43) - (3.47).

3.4.4 Restrições de renováveis

A decisão de geração das plantas renováveis deve ser menor que o cenário de geração renovável.

$$g_{l,t,d,h,s} \leq \varphi_{l,t,d,h,s} \cdot x_l \quad \forall l, t, d, h, s \quad (3.16)$$

$g_{l,t,d,h,s}$	Decisão de geração da usina renovável l , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
$\varphi_{l,t,d,h,s}$	Cenário de geração renovável da usina l , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
x_l	Decisão de investimento da usina renovável l	

3.4.5 Restrições de baterias

Os custos relacionados à operação das baterias são considerados na função objetivo (3.43) - (3.47).

3.4.5.1 Balanço de energia de bateria

O balanço de energia das baterias é feito em etapas horárias, como visto na equação (3.17). Como as usinas hidrelétricas, as baterias também possuem restrições de regulação (3.18), onde o volume inicial é igual ao volume final.

$$v_{b,t,d,h+1,s} = v_{b,t,d,h,s} + \eta_b^+ \cdot q_{b,t,d,h,s}^+ - q_{b,t,d,h,s}^- \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.17)$$

$$v_{b,t,d,24,s} = v_{b,t,d,0,s} \quad \forall b, t, d, s \quad (3.18)$$

$v_{b,t,d,h,s}$	Volume da bateria b , estação t , dia típico d , hora do dia h	MW
-----------------	--	------

e cenário s

$q_{b,t,d,h,s}^+$ Carregamento da bateria b , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s MW

$q_{b,t,d,h,s}^-$ Descarregamento da bateria b , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s MW

η_b^+ Eficiência de carregamento da bateria b

3.4.5.2 Volume, carregamento e descarregamento máximos

$$v_{b,t,d,h,s} \leq \bar{v}_b \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.19)$$

$$q_{b,t,d,h,s}^+ \leq \bar{q}_b^+ \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.20)$$

$$q_{b,t,d,h,s}^- \leq \bar{q}_b^- \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.21)$$

\bar{v}_b Volume máximo da bateria b MW

\bar{q}_b^+ Capacidade máxima de carga da bateria b MW

\bar{q}_b^- Capacidade máxima de descarga da bateria b MW

x_b Decisão de investimento da bateria b

3.4.6 Restrições de linhas de transmissão

Os custos de investimento das linhas de transmissão são considerados na função objetivo (3.43)- (3.47).

3.4.6.1 Fluxo máximo

As variáveis de fluxo para a representação da rede são $f_{k,t,d,h,s}^+$ e $f_{k,t,d,h,s}^-$, onde essas duas variáveis (positivas) representam o fluxo em ambas direções de cada linha, onde + significa orientação positiva e - significa orientação negativa.

$$f_{k,t,d,h,s}^+ \leq \bar{f}_k^+ \cdot x_k \quad \forall k, t, d, h, s \quad (3.22)$$

$$f_{k,t,d,h,s}^- \leq \bar{f}_k^- \cdot x_k \quad \forall k, t, d, h, s \quad (3.23)$$

$f_{k,t,d,h,s}^+$ Fluxo De→Para na linha de transmissão k , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s MW

$f_{k,t,d,h,s}^-$ Fluxo Para→De na linha de transmissão k , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s MW

\bar{f}_k^+ Capacidade máxima de fluxo no sentido De→Para na linha de transmissão k MW

$\overline{f_k^-}$	Capacidade máxima de fluxo no sentido Para→De na linha de transmissão k	MW
x_k	Decisão de investimento da linha de transmissão k	

3.4.6.2 Segunda lei de Kirchhoff

O modelo considera 2 tipos de linhas de transmissão: Elos CC e Circuitos. A segunda lei de Kirchhoff só é representada para os circuitos.

$$f_{k,t,d,h,s}^+ - f_{k,t,d,h,s}^- - \gamma_k (\theta_{b_k^+,t,d,h,s} - \theta_{b_k^-,t,d,h,s}) \geq -M(1 - x_k) \quad \forall k \in K^p, t, d, h, s \quad (3.24)$$

$$f_{k,t,d,h,s}^+ - f_{k,t,d,h,s}^- - \gamma_k (\theta_{b_k^+,t,d,h,s} - \theta_{b_k^-,t,d,h,s}) \leq M(1 - x_k)$$

γ_k	Susceptância da linha de transmissão k
$\theta_{b_k^+,t,d,h,s}$	Ângulo nodal da barra b_k^+ (barra De da linha de transmissão k)
$\theta_{b_k^-,t,d,h,s}$	Ângulo nodal da barra b_k^- (barra Para da linha de transmissão k)
M	Constante disjuntiva
K^p	Conjunto de projetos de circuito

3.4.6.3 Restrições de importação / exportação de área

As restrições de importação / exportação podem limitar a quantidade máxima de energia que entra ou sai de uma área elétrica específica.

Para as restrições de importação:

$$\sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ + \sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- \leq \overline{Imp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.25)$$

$$\sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ + \sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- \geq \underline{Imp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.26)$$

Para as restrições de exportação:

$$\sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- + \sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ \leq \overline{Exp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.27)$$

$$\sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- + \sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ \geq \underline{Exp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.28)$$

K_a^+ Conjunto de linhas de transmissão que chegam na área a (barra Para está na área a e barra De em uma área diferente)

K_a^- Conjunto de linhas de transmissão que saem da área a

(barra De está na área a e barra Para em uma área diferente)

\overline{Imp}_a	Quantidade máxima de importação da área a	MW
\underline{Imp}_a	Quantidade mínima de importação da área a	MW
\overline{Exp}_a	Quantidade máxima de exportação da área a	MW
\underline{Exp}_a	Quantidade mínima de exportação de área a	MW

3.4.7 Restrições de geração

A restrição de geração é uma restrição operativa que garante que um determinado grupo de geradores (usinas térmicas e hidrelétricas) sempre produzam energia acima ou abaixo de um limite.

$$\sum_{j \in J_c^G} g_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_c^G} g_{i,t,d,h,s} + \delta_{c,t,d,h,s}^g \geq \underline{g}_c \quad \forall c, t, d, h, s \quad (3.29)$$

$$\sum_{j \in J_c^G} g_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_c^G} g_{i,t,d,h,s} + \delta_{c,t,d,h,s}^G \leq \bar{g}_c \quad \forall c, t, d, h, s \quad (3.30)$$

$\delta_{c,t,d,h,s}^G$	Decisão de violação da restrição de geração c , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
J_c^G	Conjunto de centrais térmicas que pertencem à restrição de geração c	
I_c^G	Conjunto de hidrelétricas que pertencem à restrição de geração c	
\underline{g}_c	Valor mínimo da restrição de geração c	MW
\bar{g}_c	Valor máximo da restrição de geração c	MW

3.4.8 Restrições de balanço de reserva

3.4.8.1 Requerimento de reserva individual

$$g_{j,t,d,h,s} + r_{j,t,d,h,s} \leq \bar{g}_j \cdot y_{j,t,d,h,s} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.31)$$

$$r_{j,t,d,h,s} \leq \Delta_j^{UP} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.32)$$

$$g_{i,t,d,h,s} + r_{i,t,d,h,s} \leq \bar{g}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, d, h, s \quad (3.33)$$

$$\eta_b^- \cdot q_{b,t,d,h,s} + r_{b,t,d,h,s} \leq \eta_b^- \cdot \bar{q}_b^- \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.34)$$

$$r_{b,t,d,h,s} \leq \eta_b^- \cdot v_{b,t,d,h,s} \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.35)$$

$r_{j,t,d,h,s}$	Reserva alocada pela térmica j , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
$r_{i,t,d,h,s}$	Reserva alocada pela hidro i , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
$r_{b,t,d,h,s}$	Reserva alocada pela bateria b , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW

A reserva individual é definida como uma margem operacional de cada usina, expressa em MW, para cada estação e hora, para ajustar a operação em tempo real às variações relacionadas à operação planejada. Em geral, a reserva individual é usada para estabilizar a frequência do sistema após uma perturbação. Esse tipo de reserva não é uma variável de decisão, mas um valor fixo que é reduzido da capacidade máxima de cada usina.

3.4.8.2 Requerimento de reserva conjunta

$$\sum_{j \in J_c^R} r_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_c^R} r_{i,t,d,h,s} + \sum_{b \in B_c^R} r_{b,t,d,h,s} + \delta_{c,t,d,h,s}^R \geq R_{c,t,d,h} \quad \forall r, t, d, h, s \quad (3.36)$$

J_c^R	Conjunto de térmicas que pertencem à restrição c	
I_c^R	Conjunto de hidros que pertencem à restrição c	
B_c^R	Conjunto de baterias que pertencem à restrição	
$\delta_{c,t,d,h,s}^R$	Decisão de violação do requerimento de reserva c , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
$R_{c,t,d,h}$	Requerimento de reserva c na estação t , dia típico d , hora do dia h	MW

Os requisitos de reserva conjunta são usados para representar diferentes tipos de reservas que podem existir em diferentes sistemas de energia, como reservas primárias, secundárias, terciárias e outras. Essas reservas são atendidas pela soma dos agentes envolvidos na restrição, que podem combinar unidades hidrelétricas, térmicas, baterias e elos CC.

Diferentemente da reserva simples, as reservas dos agentes envolvidos em requerimentos conjuntos são variáveis de decisão. Portanto, os agentes selecionados competirão para fornecer reserva em um mercado de reserva (cada restrição de reserva conjunta representa um mercado ou área de reserva).

3.4.8.3 Reserva probabilística dinâmica (RPD)

$$\hat{g}_{l,t,h} = \frac{1}{D_t \times S} \sum_{s=1}^S \sum_{d=1}^{D_t} \varphi_{l,t,d,h,s} \quad \forall t, h, l \quad (3.37)$$

$$\delta_{c,s,t,d,h} = \sum_{r \in I_c^R} (\varphi_{l,t,d,h,s} - \hat{g}_{l,t,h}) \cdot x_r \quad \forall t, d, h, s, c \quad (3.38)$$

$$\Delta_{c,s,t,d,h} = |\delta_{c,s,t,d,h} - \delta_{c,s,t,d,h-1}| \quad \forall t, d, h, s, c \quad (3.39)$$

$$\mathcal{R}_{c,t,h} = (1 - \lambda_c) E[\Delta_{c,s,t,d,h}] + \lambda_c CVaR_{\alpha_c}[\Delta_{c,s,t,d,h}] \quad \forall t, h, c \quad (3.40)$$

t	Número de etapas	
D_t	Número de dias na etapa t	
S	Número de cenários s	
I_c^R	Conjunto de renováveis que pertencem à restrição de RPD c	
$\hat{g}_{l,t,h}$	Geração renovável previsível da renovável l , etapa t e hora do dia h	<i>MW</i>
$\Delta_{c,s,t,d,h}$	Amostra de RPD da restrição c , cenário s , estação t , dia típico d , hora do dia h	<i>MW</i>
$\delta_{c,s,t,d,h}$	Geração imprevisível total da restrição c , cenário s , estação t , dia típico d , hora do dia h	<i>MW</i>
λ_c	Parâmetro de aversão a risco da restrição de RPD c	
α_c	Parâmetro de confiabilidade da restrição de RPD c	
$E[\]$	Operador de valor esperado	
$CVaR_{\alpha_c}$	Operador CVaR, calcula a média dos $\alpha_c\%$ maiores valores da RPD, para cada estação t e hora do dia h	
$\mathcal{R}_{c,t,h}$	Requerimento de reserva c na estação t , dia típico d , hora do dia h	<i>MW</i>

A Reserva Probabilística Dinâmica é uma metodologia para calcular o requerimento de reserva necessário para proteger o sistema contra a intermitência de fontes renováveis não despacháveis, como usinas eólicas e solares. O requerimento deve ser baseado na capacidade de previsão, por exemplo, mesmo que as usinas solares tenham uma grande variabilidade no nascer e no pôr do sol – devido ao fato de que a usina de repente começa a gerar pela manhã e de repente para de gerar no início da noite - essa variabilidade não traz ao sistema uma necessidade de reserva, pois é previsível (conhecemos os horários exatos do nascer e do pôr do sol, como sabemos dos eclipses e outros eventos semelhantes). Para esses casos, não há necessidade de reserva, mas sim de um plano operativo que leve em conta esses fenômenos. Portanto, o que se chama de

requerimento de reserva é a necessidade de proteger o sistema contra eventos inesperados, ou seja, eventos imprevisíveis.

Dada a definição acima, a RPD não deve se basear na variabilidade, mas sim nos potenciais erros de previsão que se pode ter no planejamento operativo de um sistema que possui recursos renováveis não convencionais. Em outras palavras, a RPD é uma metodologia que analisa cenários de geração e estima a imprevisibilidade desses cenários. Então, essa imprevisibilidade é traduzida em estatística, e esse valor obtido deve ser considerado na operação como um requerimento de reserva.

A RPD deve ser dinâmica, ou seja, é necessário calcular um valor diferente para cada hora, pois a variabilidade das fontes renováveis é diferente para cada hora do dia. No caso das usinas solares, não há variabilidade e incerteza durante a noite, mas há grande variabilidade ao longo do dia (devido às nuvens e outros efeitos). Além disso, o requisito deve ser probabilístico para considerar as incertezas relacionadas às energias renováveis. Por fim, a RPD consiste em um perfil de 24 horas para cada etapa que se repete para todos os dias dessa etapa.

3.4.9 Restrições de balanço de demanda

$$\begin{aligned} \sum_{j \in J_n} g_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_n} g_{i,t,d,h,s} + \sum_{l \in L_n} g_{l,t,d,h,s} & \quad \forall n, t, d, h, s \quad (3.41) \\ & + \sum_{b \in B_n} (\eta_b^- \cdot q_{b,t,d,h,s}^- - q_{b,t,d,h,s}^+) \\ & + \sum_{k \in K_n^+} (f_{k,t,d,h,s}^+ - f_{k,t,d,h,s}^-) \\ & - \sum_{k \in K_n^-} (f_{k,t,d,h,s}^+ - f_{k,t,d,h,s}^-) - DE_{n,t,d,h,s} \\ & + d_{n,t,d,h,s} = DI_{n,t,d,h,s} \end{aligned}$$

J_n	Conjunto de centrais térmicas que pertencem à barra n
I_n	Conjunto de hidrelétricas que pertencem à barra n
L_n	Conjunto de usinas renováveis que pertencem à barra n
B_n	Conjunto de baterias que pertencem à barra n
η_b^-	Eficiência de descarga da bateria b
K_n^+	Conjunto de linhas de transmissão que chegam à barra n

K_n^-	Conjunto de linhas de transmissão que partem da barra n	
$DE_{n,t,d,h,s}$	Demanda elástica associada à barra n , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
$d_{n,t,d,h,s}$	Decisão de déficit na barra n , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW
$DI_{n,t,d,h,s}$	Demanda inelástica associada à barra n , estação t , dia típico d , hora do dia h e cenário s	MW

O custo de déficit e o benefício de demanda elástica também aparecem na função objetivo – equações (3.43) - (3.47).

3.4.10 Função objetivo

Vamos definir $\beta_{t,d,s}$ como:

$$\beta_{t,d,s} = \frac{p_s \cdot D_{t,d}}{(1 + rt)^{t-1}} \quad (3.42)$$

p_s	Probabilidade do cenário s	
$D_{t,d}$	Duração do dia típico d na estação t	horas
rt	Taxa de desconto da estação	

Então, a função objetivo do problema é a minimização dos seguintes custos:

3.4.10.1 Custo de geração

$$\sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \left(\sum_{j,h} (co_j \cdot g_{j,t,d,h,s} + cs_j \cdot st_{j,t,d,h,s}) + \sum_{i,h} co_i \cdot g_{i,t,d,h,s} \right) \quad (3.43)$$

co_j	Custo de operação da central térmica j	M\$/MWh
sc_j	Custo de partida da central térmica j	M\$
co_i	Custo de O&M da hidrelétrica i	M\$/MWh

3.4.10.2 Custo de violação

$$\sum_{i,t,s} \frac{p_s}{(1 + rt)^{t-1}} (c\delta_i^v \cdot \delta_{i,t,s}^v + c\delta_i^u \cdot \delta_{i,t,s}^u + c\delta_i^q \cdot \delta_{i,t,s}^q) \quad (3.44)$$

$$+ \sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \left(\sum_{c,h} c\delta_c^G \cdot \delta_{c,t,d,h,s}^G + \sum_{c,h} c\delta_c^R \cdot \delta_{c,t,d,h,s}^R \right)$$

$c\delta_i^v$	Penalidade de violação do volume mínimo da hidrelétrica i	$M\$/hm^3$
$c\delta_i^u$	Penalidade de violação do turbinamento mínimo da hidrelétrica i	$M\$/hm^3$
$c\delta_i^q$	Penalidade de violação de defluência mínima da hidrelétrica i	$M\$/hm^3$
$c\delta_c^G$	Penalidade de violação da restrição de geração c	$M\$/MWh$
$c\delta_c^R$	Penalidade de violação da restrição de reserva c	$M\$/MWh$

3.4.10.3 Custo de déficit

$$\sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \cdot \sum_{n,h} cd \cdot d_{n,t,d,h,s} \quad (3.45)$$

cd	Custo de déficit	$M\$/MWh$
------	------------------	-----------

3.4.10.4 Ganho de demanda elástica

$$\sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \cdot \sum_{n,h} P_n^E \cdot DE_{n,t,d,h,s} \quad (3.46)$$

P_n^E	Preço da demanda elástica da barra n	$M\$/MWh$
---------	--	-----------

3.4.10.5 Custos de investimento

$$\sum_{j \in J_x} ci_j \cdot x_j + \sum_{i \in I_x} ci_i \cdot x_i + \sum_{l \in L_x} ci_l \cdot x_l + \sum_{b \in B_x} ci_b \cdot x_b + \sum_{k \in K_x} ci_k \cdot x_k \quad (3.47)$$

ci_j	Custo de investimento do projeto térmico j	$M\%$
ci_i	Custo de investimento do projeto de hidrelétrica i	$M\%$
ci_l	Custo de investimento do projeto renovável l	$M\%$
ci_b	Custo de investimento do projeto de bateria b	$M\%$
ci_k	Custo de investimento do projeto de linha de	$M\%$

	transmissão k
J_x	Conjunto de projetos de térmicas
I_x	Conjunto de projetos de hidrelétricas
L_x	Conjunto de projetos de usinas renováveis
B_x	Conjunto de projetos de baterias
K_x	Conjunto de projetos de linhas de transmissão

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS E COMPARAÇÃO ENTRE ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO

A estratégia de solução “OptGen 1”, explicada no Capítulo 2, propõe um esquema de decomposição de dois estágios, conforme descrito abaixo:

- **Problema do primeiro estágio (subproblema de investimento):** formulado como um problema de programação inteira (MIP) onde o objetivo é propor alternativas para o plano de expansão do sistema;
- **Problema do segundo estágio (subproblema de operação):** o objetivo deste problema é avaliar o desempenho das alternativas de expansão propostas no primeiro estágio, produzindo os resultados que serão incorporados no problema do primeiro estágio para melhorar a solução de expansão. O segundo estágio é resolvido pela ferramenta de simulação probabilística de despacho da PSR, o modelo SDDP.

Em resumo, a tarefa de planejamento da expansão é realizada por meio de uma ferramenta computacional que determina o plano de expansão de mínimo custo para um sistema de eletricidade que lida com projetos candidatos hidrelétricos, térmicos e renováveis e é integrada a uma ferramenta de simulação de despacho que representa todos os detalhes de produção de energia. O plano de mínimo custo é alcançado otimizando o *trade-off* entre os custos de investimento para construir novos projetos e o valor esperado dos custos operativos obtidos a partir do modelo de despacho hidrotérmico estocástico (SDDP), que permite uma representação detalhada da operação do sistema **sob incerteza**. Nesta abordagem, para cada plano de expansão proposto em cada iteração do OptGen, o SDDP calcula uma política operativa que minimiza o valor esperado dos custos operativos. Isto é feito através da metodologia de programação dinâmica dual estocástica, onde uma Função de Custo Futuro (FCF) é calculada para cada estágio operativo, considerando a incerteza em hidrologia, eólica, solar, consumo, disponibilidade de equipamentos, etc.).

As grandes vantagens dessa estratégia de solução são:

- Os problemas de quais projetos (*sizing*) e quando serão construídos (*timing*) são resolvidos simultaneamente. Como consequência, esta abordagem é útil quando o *timing* das decisões é importante. Mais do que isso, em alguns sistemas, se alguns projetos grandes forem decididos a serem construídos, toda a expansão futura poderá ser afetada (alguns projetos podem ser atrasados ou evitados). Como pode ser visto, em alguns casos, não apenas o cronograma de entrada dos projetos é importante, mas considerar vários anos na mesma avaliação também é importante para obtenção do plano de expansão ótimo;
- Para cada plano de expansão proposto, a política operativa é calculada e a simulação final da operação é realizada **sob incerteza**. Como pode ser visto, a operação dos reservatórios das hidrelétricas, e outras variáveis de estado que apresentam acoplamento temporal das decisões, é realizada de maneira

detalhada e realista. Dessa forma, como a política operativa muda de acordo com o plano de expansão proposto, essa estratégia de solução é muito útil para sistemas predominantemente hidrelétricos, ou seja, captura adequadamente o efeito do plano de expansão na operação do sistema e realimenta o modelo de investimento com resultados tais que os benefícios esperados associados a cada projeto candidato possam ser avaliados de forma detalhada sob incerteza;

- Como os subproblemas de investimento e operação são resolvidos separadamente, em geral, um número representativo de cenários das variáveis aleatórias (hidrologia, vento, sol, etc.) pode ser representado, capturando assim a estocasticidade do problema. Em suma, não há limite para o número de cenários a serem considerados nos subproblemas operativos e essa definição não afeta o tempo computacional do subproblema de investimento. Vale lembrar que, em cada iteração do OptGen, uma operação completa do SDDP é executada, portanto, quanto maior o tempo de execução do subproblema de operação, maior será o tempo gasto em cada iteração do OptGen (já que o tempo do subproblema de investimento é geralmente constante).

Além disso, uma vez que (i) uma execução completa do SDDP é necessária para cada iteração do OptGen, (ii) os horizontes dos estudos de planejamento são grandes e (iii) os problemas de *sizing* e *timing* são resolvidos simultaneamente através dessa estratégia de solução; então uma agregação de horas em blocos não cronológicos é aplicada nas etapas mensais / semanais, uma representação conhecida como **Curva de Duração de Carga**.

Por último, é importante lembrar que a execução do OptGen envolve (i) a tarefa de planejamento de expansão e (ii) a simulação do plano de expansão. Uma vez que a decomposição de Benders exige que o problema de operação seja convexo, durante o passo (i) as restrições de integralidade deste problema são relaxadas, ou seja, as decisões binárias associadas a decisões de *unit commitment*, vertimento não controlável e curvas côncavas de consumo de energia térmica são tratadas como contínuas. Depois que o plano de expansão ótimo é encontrado, na execução final do SDDP realizada no passo (ii), todas as variáveis binárias são representadas.

Ao contrário da abordagem clássica de decomposição de Benders do OptGen, a estratégia "OptGen 2" considera restrições operativas explícitas dentro do modelo de investimento. Como resultado, essa abordagem pode representar não-convexidades nas restrições operativas (como decisões de *unit commitment*). Por outro lado, devido ao aumento da complexidade do problema, algumas simplificações precisam ser feitas, como por exemplo, considerar problemas de duração anual ao invés do horizonte completo e dias representativos (típicos) em vez de dias reais em um ano.

Esta abordagem de planejamento de expansão também introduz o conceito de "estações". As estações são um agrupamento de estágios e podem durar de uma semana até um ano inteiro.

Dias típicos são dias dentro de uma estação que são considerados representativos dos dados de entrada. Assim, em vez de representar todos os dias de uma estação, o usuário seleciona um certo número de dias típicos para representar a estação e faz um mapeamento dos dias reais nestes dias típicos. Por exemplo, é comum diferenciar os dias da semana dos sábados e domingos, mas o número de dias típicos e suas definições são flexíveis e escolhidos pelo usuário.

As grandes vantagens dessa estratégia de solução são:

- A co-otimização de investimento e operação dentro do mesmo MILP permite a representação de *unit commitment* e outras variáveis binárias operativas;
- A representação cronológica horária na operação permite capturar a variabilidade de produção de fontes renováveis intermitentes e as rampas de geração.

Além das grandes vantagens dessa estratégia de solução, também é importante lembrar suas ressalvas. Conforme explicado no Capítulo 3, a simulação operativa é realizada de forma multi-determinística, onde a operação dos reservatórios é otimizada para cada cenário individualmente, sem a incorporação da incerteza hidrológica no processo de tomada de decisão da operação do sistema (como é feito quando a metodologia SDDP é aplicada e a FCF é calculada para cada estágio de tempo). É plausível explicar que essa simplificação da operação de grandes usinas hidrelétricas com grandes reservatórios tem um viés otimista, entretanto, sua aplicação indica que é uma aproximação que apresenta resultados satisfatórios para tomada de decisão de investimento e cálculo do plano de expansão.

Além disso, também é importante notar que, como os problemas de investimento e operação são co-otimizados nessa estratégia de solução, então quanto mais cenários forem contemplados dentro do problema, maior o esforço computacional exigido para solucionar o MILP. Como consequência, para sistemas de larga escala, o tempo computacional pode limitar o número de cenários que podem ser contemplados em um estudo de planejamento. Por outro lado, como na estratégia de solução “OptGen 1” os problemas de investimento e operação são desacoplados (através de um esquema de decomposição), o tempo computacional demandado no módulo de investimento não é afetado pelo número de cenários contemplados no módulo operativo.

Após essa revisão de ambas as estratégias de solução, a tabela apresentada abaixo resume as principais diferenças entre as duas abordagens:

Estratégia “OptGen 1”	Estratégia “OptGen 2”
Método de decomposição de Benders para estimativa de custos operativos	Co-otimização de investimento e operação dentro de um único MILP

Permite ao usuário contemplar vários estágios de investimento ao mesmo tempo	Contempla problemas de decisões anuais de investimento
A demanda é representada por blocos através de uma curva de duração de carga	Considera representação horária da demanda
Não representa decisões binárias e restrições que exigem cronologia (como rampas de geração) ao avaliar o plano de expansão	Representa <i>unit commitment</i> e as rampas de geração ao avaliar o plano de expansão
Para cada plano de expansão, a política operativa ótima é calculada para obter o despacho do sistema sob incerteza, representando, portanto, as trajetórias dos reservatórios de forma realista em cada cenário.	A operação é calculada separadamente para cada cenário. Desta forma, o uso da água é deterministicamente otimizado em cada cenário dentro de cada ano e o armazenamento inicial e final dos reservatórios são iguais em cada ano.

Finalmente, vale enfatizar que uma execução do OptGen envolve (i) a tarefa de planejamento de expansão, ou seja, a determinação do plano de expansão ideal e (ii) a simulação do plano de expansão, que é a simulação completa da operação do sistema para todo o horizonte de estudo. Como consequência, as diferentes estratégias de solução terão impactos apenas na tarefa (i). Após encontrado o plano de expansão ótimo, a tarefa (ii) será executada da mesma maneira, independentemente da abordagem selecionada para a tarefa (i).

ANEXO H – MANUAL DO TIME SERIES LAB (TSL)

Time Series Lab

Manual de Metodologia

VERSÃO 2.0



PSR

Índice

1	Introdução.....	1
2	Time Series Lab – Dados	3
2.1	Criando um registro histórico renovável.....	3
2.2	Plantas Eólicas.....	3
2.2.1	Metodologia de Downscaling	4
2.2.2	Metodologia da correção pela densidade do ar	4
2.3	Plantas Solares.....	5
2.4	Plantas CSP	6
2.5	Correção de viés	7
2.5.1	Metodologia.....	7
2.6	Fontes de dados.....	9
3	Time Series Lab – Cenários	10
3.1	Modelo Bayesiano não paramétrico	10
3.1.1	Distribuição não paramétrica.....	10
3.1.2	Rede Bayesiana	11
3.1.3	Algoritmo de estimativa.....	12
3.2	Geração de cenários de ERVs e vazões.....	13
3.2.1	Amostragem multivariada das variáveis normais.....	13
3.2.2	Transformação das variáveis normais para a distribuição uniforme	13
3.2.3	Transformação das variáveis uniformes para a distribuição original.....	13
3.2.4	Ajustando a correlação de hidros e ERVs com diferentes resoluções	14
4	Considerações finais	15
5	Referências	16

1 INTRODUÇÃO

No passado, apenas um número relativamente pequeno de países ou regiões com uma grande participação hidrelétrica se preocupava com a modelagem estocástica das vazões em seus estudos de planejamento e operação; por exemplo, Canadá, Noroeste do Pacífico dos EUA, Brasil, Noruega, região do Mekong, Nova Zelândia e outros. A modelagem das dependências temporais das vazões é complexa devido à mistura de efeitos de longo e curto prazo (por exemplo, os “rios voadores” que transferem a umidade da Amazônia para as regiões centrais do Brasil combinadas com as chuvas locais), efeitos cumulativos (derretimento da neve), macro climático (El Niño) e outros. Por sua vez, os desafios de modelar dependências espaciais das vazões incluem não linearidades (combinação de escoamento superficial e descarga de aquíferos) e a "maldição da dimensionalidade", relacionadas ao aumento exponencial de fatores de correlação cruzada com o número de usinas hidrelétricas. No Brasil, por exemplo, é necessário modelar cerca de duzentas usinas hidrelétricas espalhadas por uma área como os EUA ou a UE.

A inserção mundial de fontes de Energia Renovável Variável (ERVs), como eólica e solar, compôs os desafios de modelagem acima pelos seguintes motivos:

- (i) Enquanto as vazões são geralmente modeladas em escala semanal ou mensal, os cenários das ERVs requerem resolução horária, ou menor, para representar sua intermitência. Isso é ilustrado na figura a seguir, que mostra a variabilidade da energia eólica observada na região nordeste do Brasil em 26 de junho de 2016. Como pode ser visto, a produção pode mudar significativamente de uma hora para a seguinte.

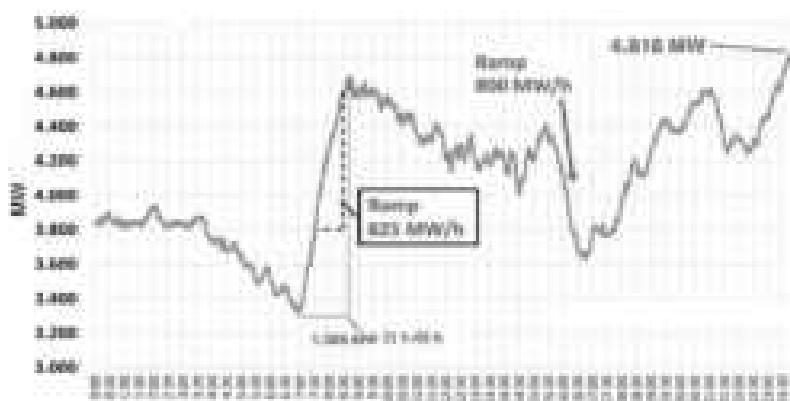


Figura 1: Geração horária de VRE na região nordeste brasileira.

- (ii) A “maldição da dimensionalidade” se torna ainda mais grave, não apenas por causa da correlação espacial entre centenas de estações eólicas, mas também porque pode haver fortes correlações positivas e negativas entre vento e vazões (no Chile, por exemplo, essas correlações vento/vazão variam de +0,6 a -0,55);

- (iii) Em contraste com as vazões, onde um lognormal é adequado para representar a distribuição marginal, não existe uma "família" correspondente de distribuições para o vento¹.

As dificuldades acima motivaram a PSR a desenvolver novas metodologias e softwares para a geração integrada de cenários de vazão, eólica e solar. As principais características desta nova ferramenta analítica, conhecida como Time Series Lab (TSL), são:

- (i) *Kernel Density Estimation* (KDE) - Estimativa de densidade do kernel (KDE) - o método KDE é uma boa alternativa para variáveis contínuas e foi adotado no modelo proposto para lidar com os elementos variáveis no tempo. Uma limitação inicial da aplicação do método KDE era que ele foi desenvolvido para representar as funções de densidade de probabilidade de uma única variável aleatória, e a função que deve ser estimada é a função de densidade de probabilidade conjunta, correspondente ao caso multidimensional. Assim, a abordagem adotada no modelo estocástico é que a função de densidade de probabilidade conjunta a ser estimada pode ser decomposta em dois componentes. O primeiro componente descreve as variáveis independentemente, usando estimativas baseadas no KDE das funções de densidade de probabilidade marginal, e o segundo componente codifica a dependência estatística entre essas variáveis por meio de parâmetros de regressão que são obtidos a partir de uma abordagem não linear de mínimos quadrados.
- (ii) *Rede Bayesiana* – Uma representação de rede Bayesiana da dependência estatística entre as variáveis é usada para evitar o crescimento exponencial da complexidade do modelo à medida que o número de variáveis aumenta, a "maldição da dimensionalidade" acima mencionada. Isso se deve ao fato de as redes bayesianas serem modelos que podem representar de maneira eficiente e compacta a distribuição de probabilidade conjunta de variáveis n-dimensionais.
- (iii) *Criando dados históricos renováveis por hora* – Os modelos estatísticos descritos acima precisam de dados históricos para estimar parâmetros e gerar cenários sintéticos futuros. Como um extenso histórico horário de geração renovável não está disponível para a maioria das usinas renováveis, a PSR desenvolveu uma funcionalidade que cria um registro histórico horário sintético de geração usando as informações disponíveis em um banco de dados de reanálise.

¹ A distribuição Weibull tem sido usada em algumas aplicações, mas as vezes os resultados são questionáveis.

2 TIME SERIES LAB – DADOS

2.1 Criando um registro histórico renovável

Modelos climáticos de mesoescala são usados para produzir mapas de velocidade e séries temporais do vento com alta resolução espacial, que por sua vez são adequados para avaliar a penetração de fontes renováveis. No entanto, se esses dados não estiverem disponíveis, os bancos de dados de reanálise global poderão ser usados como uma alternativa razoável. As bases de dados MERRA-2 e ERA5, por exemplo, contêm dados cronológicos para velocidade do vento, irradiação e temperatura de 1980 até hoje [1] [7].

A reanálise combina (i) observações meteorológicas históricas com (ii) um modelo de circulação atmosférica para inferir o estado do sistema climático global. O modelo é programado para replicar observações históricas de satélites, observações de campo, navios, aeronaves, etc., simulando o passado (*hindcast*), em vez de uma previsão futura. O processo de reanálise assimila os dados observados e aplica controle de qualidade automatizado para gerar um banco de dados padronizado com resolução espacial e temporal uniforme e cobertura global. Devido a essas características, essas bases são amplamente utilizadas no setor de energia para entender a disponibilidade de recursos eólicos e solares renováveis.

2.2 Plantas Eólicas

O TSL-Data calcula a produção eólica por meio de um modelo baseado no Parque Eólico Virtual (VWF) [2], desenvolvido pela equipe Renewables Ninja [3]. Uma vez que os dados da velocidade do vento são extraídos para os pontos desejados, uma função adicional extrapola essas velocidades para a altura da turbina. Então, a velocidade do vento extrapolada é convertida em energia através de curvas de potência que variam de acordo com o modelo da turbina. Opcionalmente, um fator de "suavização" pode ser aplicado à curva de potência de uma turbina para representar o efeito de várias turbinas em um parque eólico, onde há uma variabilidade na produção de cada uma das turbinas individuais (conhecido como *Wake effect*).

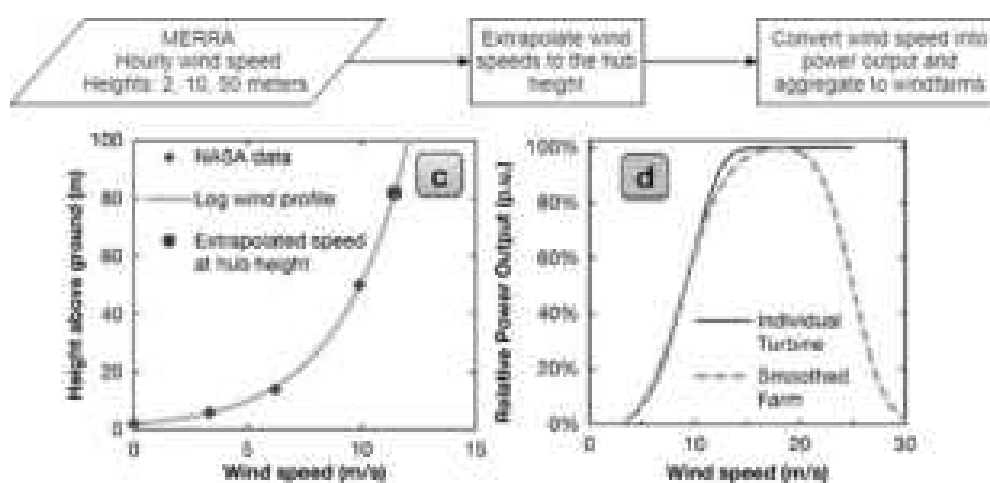
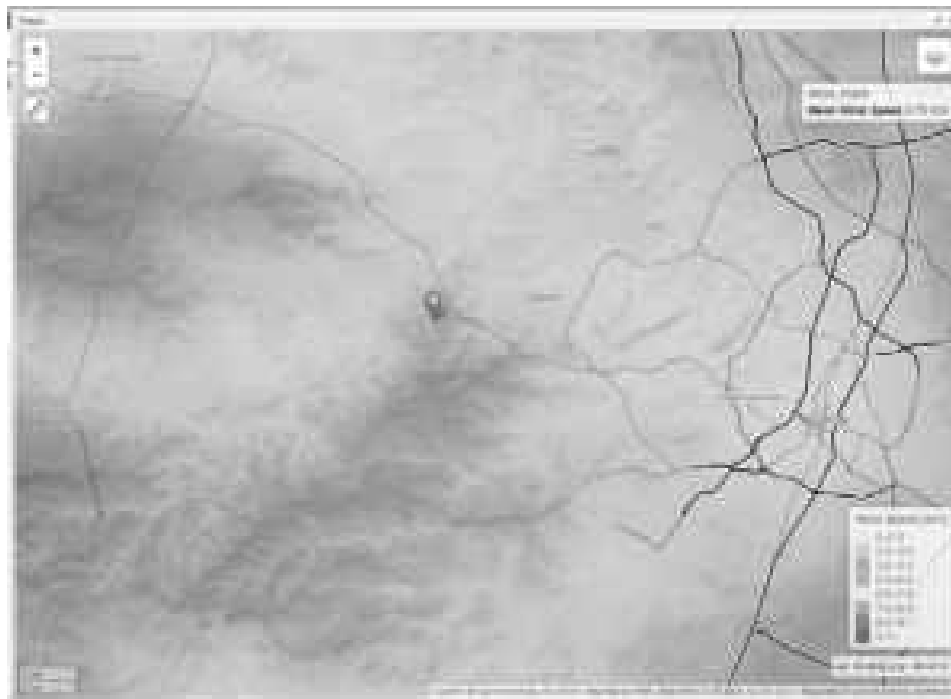


Figura 2: Visão geral do modelo do Parque Eólico Virtual (VWF) [2].

2.2.1 Metodologia de Downscaling

A metodologia de downscaling aplicará uma correção de viés aos dados de velocidade do vento da base de reanálise de forma a igualar, na média, com a base GWA [6], que fornece uma velocidade média do vento em um espaçamento de 250 m. O usuário pode verificar a velocidade média do vento no canto superior direito do mapa da interface, conforme indicado abaixo.



Então, por exemplo, para cada ponto de reanálise (contendo dados horários desde 1980), existem ~40 mil pontos do GWA (com valores médios). Digamos que w_h seja o dado original da velocidade do vento da reanálise, $\overline{w_h}$ a média original, w'_h a velocidade do vento resultante obtida da metodologia de downscaling e \overline{w} a velocidade do vento do GWA. A metodologia de downscaling aplica a seguinte fórmula:

$$w'_h = \alpha w_h + \beta$$

Onde,

$$\alpha = 0.6 \overline{w} / \overline{w_h} + 0.2$$

$$\beta = \overline{w} - \alpha \overline{w_h}$$

2.2.2 Metodologia da correção pela densidade do ar

Esta metodologia irá modelar o fato de que a potência de um parque eólico depende da densidade do ar local. Uma vez que as turbinas utilizadas pelo TSL são definidas para uma densidade do ar a uma temperatura e pressão padrão, a ideia é “corrigir” a velocidade do vento, de forma a refletir a densidade do ar local, aplicando essa velocidade corrigida na turbina “padrão” [8].

Digamos que z seja a altura acima do nível do mar (o dado de entrada definido pelo usuário), calculamos a pressão do ar, p , da seguinte forma:

$$p = 101.29 - (0.011837) z + (4.793 \times 10^{-7}) z^2$$

Então, para cada hora, calculamos ρ_h^{site} , a densidade do ar no local da planta eólica:

$$\rho_h^{site} = 3.4837 \frac{p}{T_h}$$

Onde T_h é a temperatura local obtida pela base de reanálise. A velocidade do vento “corrigida”, w'_h , é obtida da seguinte forma:

$$w'_h = w_h \left(\frac{\rho_h^{site}}{\rho_{std}} \right)^{a_h}$$

Onde w_h é a velocidade do vento original,

$$\rho_{std} = 1.225 \frac{kg}{m^3}$$

$$a_h = \begin{cases} \frac{1}{3} & w_h \leq 7.5 \text{ m/s} \\ \frac{1}{15} w_h - \frac{1}{6} & 7.5 \text{ m/s} \leq w_h \leq 12.5 \text{ m/s} \\ \frac{2}{3} & w_h \geq 12.5 \text{ m/s} \end{cases}$$

2.3 Plantas Solares

A produção solar é baseada nos dados da Irradiação Horizontal Global, ou seja, a irradiação no topo da atmosfera e a temperatura extraída da base de dados de reanálise. Levando essas informações em consideração, método *GSEE (Global Solar Energy Estimator)* [4] é então aplicado. O GSEE também é desenvolvido pela equipe do *Renewables Ninja*. É possível definir os ângulos relacionados à inclinação do painel, bem como os sistemas de rastreamento de um ou dois eixos.

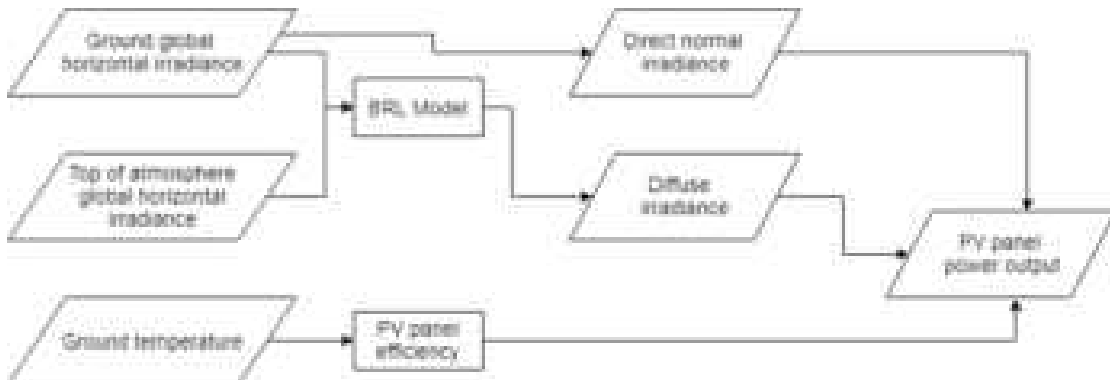


Figura 3: Visão geral do modelo Global Solar Energy Estimator (GSEE) [4]

2.4 Plantas CSP

Geralmente, uma CSP funciona através de espelhos (ou painéis) que refletem o sol, concentrando a luz solar em um receptor, onde um fluido é aquecido. Na configuração mais usual das plantas CSPs, espelhos parabólicos concentram o calor no foco, por onde o fluido escoar. Todas as configurações de CSPs visam usar a luz solar para aquecer esse fluido e armazená-lo em um tanque com isolamento térmico. Por fim, o fluido é retirado do tanque para aquecer uma caldeira de água para gerar vapor. Com isso, uma turbina a vapor é utilizada para gerar energia elétrica.

O principal resultado do TSL será a “quantidade de calor” máxima que pode entrar no tanque (este é um valor máximo porque o modelo operativo pode optar por “verter” essa energia ao invés de armazená-la no tanque). Esta saída é obtida por uma integração entre o TSL e o software “SAM” [9], desenvolvido pelo NREL, onde é feita uma representação detalhada de uma planta CSP “genérica”. Para mais informações sobre a modelagem de uma CSP no SAM, consulte [10][10] [10].

Os seguintes dados serão passados pelo TSL ao SAM:

- Latitude, Longitude e fuso horário (UTC) do local da planta;
- Irradiação direta para cada hora do ano;
- Temperatura local para cada hora do ano;
- Velocidade do vento para cada hora do ano.

Após a execução, a produção de calor p_t é obtida através da saída “q_sf” do SAM. Após isso, o TSL irá normalizar p_t em p.u de MWt, obtendo C_t :

$$C_t = p_t \cdot \frac{\eta}{SM \cdot \bar{G}}$$

Onde

p_t	Quantidade de calor entrando no tanque (MWt)
η	Eficiência de conversão – eficiência do processo físico de conversão de calor em energia da turbina a vapor (MWe / MWt)
\bar{G}	Capacidade da turbina a vapor (MWe)
SM	Solar Module: descreve a relação entre a capacidade dos painéis solares com a capacidade da turbina a vapor. Portanto, uma CSP superdimensionada ($SM > 1$) pode produzir, determinados momentos, mais energia do que o motor pode suportar. Nesses casos, a CSP pode utilizar tanques de armazenamento para evitar perder a energia gerada.
C_t	Quantidade de calor entrando no tanque em p.u de MWt

A ideia por trás dessa normalização é permitir que o usuário modele uma CSP dentro do TSL e determine o tamanho da planta (em MWe) no SDDP sem a necessidade de alterar a modelagem da produção de calor no TSL.

2.5 Correção de viés

Embora a base de dados de reanálise esteja disponível globalmente com granularidade horária desde 1980 até hoje, ele pode conter erros sistemáticos devido a erros subjacentes do modelo de previsão do tempo. Além disso, a aspereza espacial significa que o modelo é incapaz de resolver a topografia detalhada de uma região específica, perdendo os efeitos de aceleração e bloqueio. Finalmente, é importante observar que as observações de velocidade do vento usadas são inferidas principalmente por dados de satélite e observações do solo feitas por torres de baixa altitude que podem não ser precisos para emular o recurso primário disponível para parques eólicos nas mesmas localidades. Portanto, a correção do viés nos dados de reanálise é uma etapa fundamental na modelagem da produção de energia renovável.

TSL-Data possui três opções para a correção de viés:

- **Perfil único:** um valor de fator de capacidade constante para todas as horas de todos os meses;
- **Perfil mensal:** um valor de fator de capacidade para cada mês; ou
- **Perfil horário:** um dia típico por mês apresentando um perfil horário (24 horas x 12 meses = 288 valores de fator de capacidade).

Para usinas renováveis que já estão em operação, os dados históricos observados devem ser usados para definir esses perfis que o TSL-Data aplicará na fase de correção de viés. Para projetos futuros, o usuário pode usar dados históricos da planta existente mais próxima ou apenas usar os dados históricos sintéticos (que vieram da base de dados de reanálise) para correção de viés. O TSL-Data ajustará dois parâmetros de calibração por meio de uma abordagem de busca binária na qual combinará o registro renovável simulado com MERRA-2 com os perfis definidos pelo usuário.

2.5.1 Metodologia

A metodologia de correção é baseada em um ajuste linear na velocidade do vento w (que vem da base de dados de reanálise):

$$w'_h = \alpha w_h + \beta$$

Onde

w_h é a velocidade do vento da hora h antes da correção

w'_h é a velocidade do vento da hora h depois da correção

α, β são os parâmetros do ajuste linear²

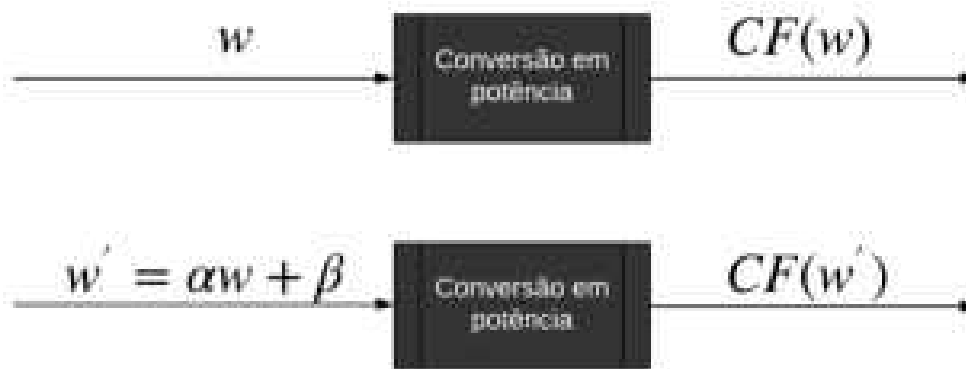
² Os parâmetros de calibração do ajuste linear (α e β) são armazenados no arquivo `wcpar.dat`.

Agora, seja $P(w_h)$ a curva da turbina do aerogerador (função que converte velocidade do vento em potência), e seja $CF(w)$ a função que calcula o fator de capacidade, ou seja, a média da geração dividida pela capacidade instalada:

$$CF(w) = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H \frac{P(w_h)}{\bar{P}}$$

$$w = \{w_h\}_{h=1}^H$$

Onde \bar{P} é a capacidade instalada da usina e H é o conjunto de horas do registro histórico. Com base nisso, a metodologia de correção é ilustrada na figura a seguir:



O ajuste linear na velocidade do vento é feito de forma que $CF(w')$ seja igual ao fator de capacidade informado pelo usuário, desta forma, o resultado fica ajustado, na média, ao perfil de correção informado. A mesma metodologia é aplicada para todos os tipos de correções:

- i. *Valor único*: correção no fator de capacidade médio da usina. Neste caso, a metodologia explicada anteriormente é aplicada para realizar somente um ajuste (α e β) para todo o histórico de velocidade de vento:

$$w'_h = \alpha w_h + \beta$$

Os parâmetros α e β serão determinados de forma que o fator de capacidade $CF(w')$ seja igual ao fator de capacidade informado pelo usuário.

- ii. *Perfil mensal*: correção do fator de capacidade médio para cada mês. Neste caso, a metodologia de correção é igual a metodologia de “Valor único”, porém, é feita para cada mês (portanto é repetida 12 vezes).

$$w'_h = \alpha_m w_h + \beta_m \qquad m = 1..12$$

Os parâmetros mensais α_m e β_m serão determinados de forma que o fator de capacidade de cada mês seja igual ao perfil de capacidade mensal informado pelo usuário.

- iii. *Perfil horário*: correção do fator de capacidade médio de cada hora do dia de cada mês. Neste caso, a metodologia de correção também é igual a metodologia do “Perfil único”,

porém é feita para 24 horas em cada mês (totalizando, portanto, em 24 horas x 12 meses = 288 valores de fatores de capacidade para as correções):

$$w'_h = \alpha_{h,m} w_h + \beta_{h,m} \quad \begin{array}{l} h = 1..24 \\ m = 1..12 \end{array}$$

Os parâmetros horários $\alpha_{h,m}$ e $\beta_{h,m}$ de cada mês serão determinados de forma que o fator de capacidade de cada hora do dia de cada mês seja igual ao perfil de capacidade horário informado pelo usuário.

2.6 Fontes de dados

O TSL-Data é desenvolvido baseando-se na metodologia do *Renewable Ninja*: a irradiação solar é convertida em energia usando o modelo GSEE (*Global Solar Energy Estimator*) desenvolvido por Stefan Pfenninger [4]. As velocidades do vento são convertidas em potência com o modelo VWF (*Virtual Wind Farm*) desenvolvido por Iain Staffell [2].

O TSL-Data utiliza dados de reanálise de velocidade do vento, temperatura e irradiação providos pela base de dados NASA MERRA-2 [5].

O mapa de velocidade do vento é obtido do *Global Wind Atlas 2.0*, uma aplicação web gratuita desenvolvida, pertencente e operada pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU) em parceria com o Banco Mundial, utilizando dados fornecidos pela *Vortex*, com financiamento fornecido para o Programa de Assistência à Gestão do Setor Energético (ESMAP). Para mais informações, consulte [6].

Os dados de recursos solares foram obtidos do *Atlas Global Solar*, pertencente ao Grupo do Banco Mundial e fornecidos pela *Solargis*. Para mais informações, consulte [6].

3 TIME SERIES LAB – CENÁRIOS

3.1 Modelo Bayesiano não paramétrico

Nesta seção, descrevemos a metodologia de estimativa proposta. Começamos detalhando como as distribuições não paramétricas são usadas. Depois disso, descrevemos a rede bayesiana empregada para capturar correlações entre variáveis aleatórias. Finalmente, descrevemos o algoritmo de estimativa completo.

3.1.1 Distribuição não paramétrica

Estamos considerando que as fontes renováveis podem ser de qualquer tipo, tornando impossível assumir qualquer família de distribuição. Portanto, optamos por aplicar o método KDE para aproximar a função de distribuição de probabilidade (PDF) marginal de cada variável aleatória a partir dos dados históricos.

Depois que a PDF marginal é obtida, aplicamos uma *transformação Nataf* para converter a distribuição marginal geral em uma distribuição marginal normal padrão. Essa transformação é equivalente a escolher implicitamente uma cópula gaussiana para as variáveis aleatórias. Nesta transformação, o vetor de variáveis aleatórias $X = (X_1, \dots, X_n)$ será transformado em um vetor de variáveis aleatórias distribuídas normalmente $Z = (Z_1, \dots, Z_n)$ para as quais a correlação pode ser facilmente obtida.

Essa transformação é dividida em duas etapas: primeiro, aplique a função de probabilidade acumulada aos dados para obter uma distribuição uniforme; segundo, uma função quantil normal para obter uma variável aleatória normal. Como a função de probabilidade acumulada F_x está aumentando monotonamente e possui uma correspondência um a um, há uma função inversa da função de probabilidade acumulada $u_i = F_x^{-1}(X_i)$ para cada variável aleatória. Um novo conjunto de séries temporais históricas u_1, u_2, \dots, u_n pode ser obtido com densidade de probabilidade uniforme, aplicando a transformação anterior:

$$u_1 = F_x^{-1}(X_1)$$

$$u_2 = F_x^{-1}(X_2)$$

...

$$u_n = F_x^{-1}(X_n)$$

Por fim, aplicamos a função quantil normal às variáveis uniformemente distribuídas, definidas formalmente por:

$$Q_N(u_i) = \inf \{x \in R: u_i \leq F_x(X)\}$$

Esse processo produz variáveis transformadas que seguem uma distribuição normal.

$$q_1 = Q_N(u_1)$$

$$q_2 = Q_N(u_2)$$

...

$$q_n = Q_N(u_n)$$

Ao usar essa transformação, assumimos que a distribuição conjunta é uma distribuição gaussiana multivariada e é possível calcular a matriz de covariância e estimar a correlação entre as variáveis aleatórias.

3.1.2 Rede Bayesiana

Uma representação de rede bayesiana da dependência estatística entre as variáveis é usada para evitar o crescimento exponencial da complexidade do modelo à medida que o número de variáveis aumenta. As redes bayesianas são modelos que podem representar de maneira eficiente e compacta a distribuição de probabilidade conjunta de variáveis n-dimensionais, escolhendo representar apenas as correlações mais importantes entre as variáveis.

Elas são caracterizadas por dois componentes:

- Uma estrutura acíclica direcionada de grafo $G = \langle N, E \rangle$, em que os nós representam as variáveis aleatórias, $X = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$, e os arcos descrevem as dependências e a independência condicional entre essas variáveis, $E \subseteq N \times N$. Definimos $pa(X_i)$ como o conjunto de nós pai de X_i em G . A propriedade fundamental da rede bayesiana é que um nó X_i é condicionalmente independente de qualquer outro nó $X_j \notin pa(X_i)$, dado $pa(X_i)$:

$$X_i \perp X_j \mid pa(X_i) \quad \forall X_j \notin pa(X_i)$$

- Um conjunto de parâmetros associados aos arcos do grafo, que descrevem as distribuições de probabilidades condicionais. A partir dessas distribuições de probabilidades condicionais, é possível reconstruir a distribuição de probabilidade conjunta das variáveis aleatórias:

$$P(X_1, \dots, X_n) = \prod_{i=1}^n P(X_i \mid pa(X_i))$$

Um exemplo da estrutura de rede bayesiana é apresentado na Figura 4, onde o grafo da esquerda é como a correlação e o gráfico à direita é como a rede bayesiana representa aproximadamente a estrutura de dependência. A distribuição de probabilidade F deve levar em consideração a distribuição de probabilidade conjunta de A, B, C, D e E sendo dada por:

$$P(F) = f(P(A, B, C, D, E))$$

Mas supondo que a estrutura de rede mostrada no lado direito da figura seja adequada para representar as dependências estatísticas das variáveis, essa função pode ser escrita como:

$$P(F) = f(P(D \mid A, B) \cdot P(A) \cdot P(B) \cdot P(E \mid C) \cdot P(C))$$

Enquanto a representação exata consiste em uma única função de distribuição de probabilidade, que possui um termo que depende de cinco variáveis aleatórias, na representação da rede bayesiana a função mais complexa é condicionada apenas a duas variáveis aleatórias, $P(D \mid A, B)$.

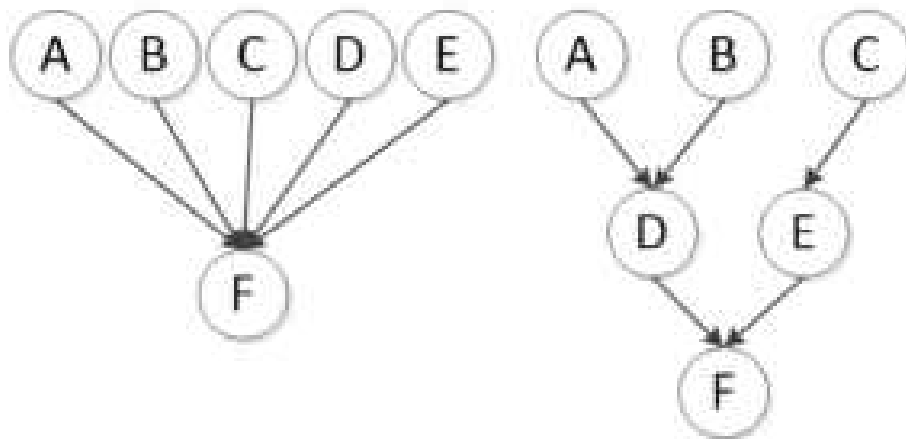


Figura 4: Rede Bayesiana

O processo para estimar a estrutura da rede bayesiana que melhor representa a distribuição de probabilidade conjunta de um grupo de variáveis aleatórias possui complexidade NP-Completa, pois é um problema combinatório no qual, em princípio, todas as combinações possíveis de conexões entre os nós devem ser testadas para obter a melhor estrutura de grafo. Na prática, essa avaliação é inviável computacionalmente, mesmo para um número moderado de variáveis. Portanto, métodos heurísticos são aplicados para reduzir o espaço de pesquisa e estimar a estrutura do grafo, que teoricamente não é a estrutura ideal, mas é adequada para a representação desejada.

3.1.3 Algoritmo de estimativa

Os passos necessários para a estimativa do modelo das séries temporais não paramétricas são os seguintes:

- **Passo 1: Estimativa não paramétrica** - Para cada variável aleatória, ou seja, cada estação renovável, ajuste o KDE a partir dos dados históricos, obtendo uma função de distribuição para cada variável aleatória.
- **Passo 2: Transformação Nataf** - Transforma as distribuições marginais não paramétricas em uma série de variáveis aleatórias normalmente distribuídas.
- **Passo 3: Rede bayesiana para determinar a dependência estatística** - Nesse ponto, a rede bayesiana é aplicada nas variáveis transformadas para estimar a dependência estatística. Esse processo cria um grafo acíclico direcionado que mapeia a estrutura de dependência estatística, gerando para cada variável aleatória q_i , o conjunto de $pa(q_i)$, no qual a condição de Markov é observada:

$$q_{i \perp q_j | pa(q_i) \quad \forall q_j \notin pa(q_i)$$

- **Etapa 4: Estimativa dos parâmetros de regressão** - O modelo de regressão de cada variável aleatória, X_i , é dado por:

$$X_i = F_x^{-1} \left(F_N \left(\sum_{q_j \in pa(q_i)} q_j a_{ij} + \epsilon_i \right) \right)$$

Onde $pa(n_i)$ é o conjunto de nós pais de q_i na estrutura de dependência estatística descrita pela rede bayesiana; a_{ij} são os parâmetros de regressão que relacionam q_i a seus pais: $q_j \in pa(q_i)$; ϵ_i é a variável aleatória que descreve a inovação de X_i ; F_N é a função de distribuição acumulada normal, correspondente ao inverso da função Q_N . Para cada X_i , os melhores parâmetros que se ajustam ao conjunto de dados históricos são obtidos por meio de uma abordagem de estimação via mínimos quadrados.

3.2 Geração de cenários de ERVs e vazões

Depois que o modelo é estimado, as etapas necessárias para a simulação são descritas nas próximas seções.

3.2.1 Amostragem multivariada das variáveis normais

Nesse contexto, a amostragem multivariada das variáveis normais consiste em obter amostras discretas distribuídas normalmente usando as informações da estrutura da rede bayesiana e os parâmetros ajustados. Uma amostra s do conjunto de variáveis aleatórias $q^s = [q_1^s, q_2^s, \dots, q_n^s]$ descritos pela rede bayesiana é obtida seguindo recursivamente os nós da rede bayesiana a partir dos nós pais para os nós filhos. Para cada variável aleatória, amostramos a variável aleatória inovação ϵ_i^s a partir de sua distribuição empírica e calculamos q_i^s aplicando os valores amostrados de seus nós pais na seguinte expressão ajustada:

$$q_i^s = \sum_{q_j \in pa(q_i)} q_j^s a_{ij} + \epsilon_i^s$$

3.2.2 Transformação das variáveis normais para a distribuição uniforme

As amostras das variáveis aleatórias uniformes são obtidas aplicando a função de probabilidade acumulada normal F_N a cada variável q_i^s de acordo com:

$$u_1^s = F_N(q_1^s)$$

$$u_s^s = F_N(q_s^s)$$

...

$$u_n^s = F_N(q_n^s)$$

3.2.3 Transformação das variáveis uniformes para a distribuição original

Esse processo é usado para obter amostras com a mesma distribuição que as séries históricas. As amostras uniformes de variáveis aleatórias são transformadas aplicando a função de transformação inversa, F_x^{-1} , a cada variável, u_i^s , de acordo com:

$$x_1^s = F_x^{-1}(u_1^s)$$

$$x_2^S = F_x^{-1}(u_2^S)$$

...

$$x_n^S = F_x^{-1}(u_n^S)$$

3.2.4 Ajustando a correlação de hidros e ERVs com diferentes resoluções

Na fase de estimativa, dependendo do modelo hidrológico escolhido, pode acontecer que os cenários hidrelétricos tenham uma resolução mensal ou semanal e a série histórica renovável tenha uma resolução horária. Para poder capturar a variabilidade das fontes de ERVs, os cenários gerados devem resolução horária. Neste caso, também é possível gerar cenários de ERVs sintéticos horários, seguindo o procedimento que será descrito a seguir.

O modelo bayesiano não paramétrico será ajustado usando a mesma resolução que as vazões geradas, e os cenários de VRE serão posteriormente desagregados em uma resolução horária. Para isso, os cenários históricos de ERVs devem primeiro ser agregados para se ajustarem ao modelo bayesiano não paramétrico. Depois, é necessário um pós-processamento. Esse pós-processamento consiste em aplicar primeiro uma decomposição da Análise de Componentes Principais (ou, em inglês, *Principal Components Analysis* - PCA) em cada mês/semana dos dados históricos agregados das ERVs. Isso resultará em uma matriz de decomposição para cada mês/semana.

Para transformar os cenários mensais/semanais gerados em cenários horários, a matriz de decomposição será aplicada tanto nos dados históricos agregados como nos cenários gerados. Para cada cenário gerado transformado, calculamos a distância euclidiana (ao quadrado) para cada cenário histórico transformado e selecionamos a série temporal histórica que tem a menor distância como o perfil para esse cenário gerado. Por fim, desagregamos o cenário mensal/semanal no perfil horário histórico, ajustando o fator de capacidade médio da ERV para coincidir com o dos cenários gerados.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia é capaz de gerar cenários sintéticos futuros de ERVs que podem representar a correlação espacial com vazões ou qualquer outra variável aleatória. A idéia por trás do método é usar a rede bayesiana para procurar variáveis aleatórias com um relacionamento significativo com a geração de cada ERV, para que ele possa ser usado para gerar os cenários sintéticos.

A transformação não paramétrica aplicada à geração das ERVs é usada para calcular uma função que transforma os dados originais em dados normalmente distribuídos, o que possibilita o uso da rede bayesiana com a suposição de normalidade dos dados. Essa transformação também pode ser usada para quaisquer outros dados que possam ter qualquer correlação com a geração das ERVs, como demanda, temperatura, chuva e outros.

Além disso, a ferramenta TSL é capaz de fornecer um registro histórico de geração horária para as ERVs em qualquer local do mundo, permitindo ao usuário gerar cenários sintéticos futuros para as ERVs sem a necessidade de ter dados reais de medição, o que seria uma tarefa muito desafiadora.

5 REFERÊNCIAS

- [1] <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>
- [2] Staffell, Iain and Pfenninger, Stefan (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, pp. 1224-1239. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068
- [3] <https://www.renewables.ninja/>
- [4] Pfenninger, Stefan and Staffell, Iain (2016). Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 114, pp. 1251-1265. doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060
- [5] Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, et al. (2011). MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *Journal of Climate*, 24(14): 3624-3648. doi: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- [6] <https://globalwindatlas.info>
- [7] <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>
- [8] Svenningsen, L.: "Power Curve Air Density Correction And Other Power Curve Options in WindPRO". 1st edition, Aalborg, EMD International A/S , 2010, p. 4
- [9] System Advisor Model Version 2020.11.29 (SAM 2020.11.29). National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Accessed February 22, 2022. <https://sam.nrel.gov> .
- [10] Wagner, Michael J., and Guangdong Zhu. Generic CSP Performance Model for NREL's System Advisor Model. No. NREL/CP-5500-52473. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2011.

ANEXO I – RELATÓRIO DO PRODUTO 3



PSR



Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor

SDP JOF 1964/2020

Produto 3

Premissas

Versão 2.0 – 31 de maio de 2021

Temário

1	Introdução e objetivo	3	
1.1	Objetivo do projeto.....	3	
1.2	Objetivo deste relatório.....	4	
1.3	Organização do relatório	4	
2	Visão geral do Escopo.....	5	
2.1	Etapa A – Definição do estudo.....	5	
2.2	Etapa B – Análise quantitativa de cada desenho de mercado.....	6	
2.3	Etapa C – Análise dos resultados	8	
3	Premissas	10	
3.1	Cenários	10	
3.2	Premissas gerais.....	10	
3.3	Evolução dos contratos do ACR para compor mix tarifário.....	28	
3.4	Projeção de preços de Energia Convencional no Mercado Livre.....	32	
3.5	MRE e repactuação do risco hidrológico	33	
3.6	Contratação de lastro de potência e energia	35	
3.7	Demais questões.....	36	
3.8	Medida Provisória 1.031/2021	40	
4	Próximos Passos	42	
5	Bibliografia.....	44	
	ANEXO A – Glossário	46	
	ANEXO B – Datas de início e término do pagamento do prêmio de risco dos Termos de Repactuação		51

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional. E é no ACR que os leilões de energia ganharam protagonismo para a expansão do sistema, onde reconhecidamente os consumidores regulados foram os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019, determinando que, até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, com o interesse em compreender melhor os efeitos econômicos e financeiros causados pelas potenciais mudanças, bem como avaliar, antecipadamente e com profundidade, as opções disponíveis para a liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, inviabilizando diferentes atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de comprometimento da expansão do sistema que resulte em blackouts ou racionamentos de efeitos negativos na economia, como observado em 2001; e (c) as diferentes arbitragens regulatórias que atualmente existem no SEB, com privilégios a segmentos selecionados, que comprometem a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho terá por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com base na ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”; e
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado final deste projeto será um plano de ação, detalhando o mecanismo de transição, que contemple os passos necessários para se atingir o cenário de desenho de mercado que minimize os custos totais do setor elétrico, incluindo sugestões de ações legais e ilegais que precisam ser implementadas para se alcançar tal objetivo.

1.2 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 3** deste projeto, e tem como objetivo apresentar as principais premissas a serem utilizadas nos oito estudos de caso. Essas premissas foram desenvolvidas com base em: referências oficiais, como o PDE; regulação vigente, projetos de lei e discussões regulatórias em andamento; experiência da PSR; observações de experiências pregressas nacionais e internacionais (incluindo marcos legal e regulatório vigentes); e entrevistas apresentadas no Produto 2.

Existem outras premissas que não serão aqui apresentadas – tais como dados técnicos do parque gerador, histórico de vazões – que são de domínio público.

1.3 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta uma revisão das atividades previstas neste estudo. O Capítulo 3 apresenta as premissas comuns e, quando pertinente, apresenta as premissas específicas dos cenários utilizados.

2 VISÃO GERAL DO ESCOPO

O diagrama abaixo apresenta as principais etapas do estudo, bem como as atividades previstas em cada caso.



2.1 Etapa A – Definição do estudo

Como indicado na figura, esta etapa inclui as seguintes atividades: (i) escolha das alternativas de desenho de mercado; (ii) premissas básicas do estudo com relação à modelagem dos componentes, simulações etc.; e (iii) bases de dados utilizadas.

2.1.1 Atividade 2 - Premissas do estudo

O **Produto 3 – objetivo deste informe** - consiste em estabelecer um “Assumptions Book” com todas as premissas propostas para cada um dos cenários. Estas premissas serão desenvolvidas com base em: (i) textos dos projetos de lei e discussões regulatórias em andamento; (ii) falas ou declarações de gestores públicos ou do mercado, potencialmente indicando propostas de desenhos de mercado; (iii) experiência de mais de 30 anos da PSR; (iv) observações de experiências pregressas, tanto nacionais, quanto internacionais (incluindo marcos legal e regulatório vigentes); e (v) entrevistas apresentadas no **Produto 2**.

2.1.2 Atividade 3 - Bases de dados

As seguintes bases de dados serão utilizadas para a realização das simulações:

- Horizonte 2020-2024: Plano Mensal de Operação do ONS;
- Horizonte 2025-2029: Plano Decenal de Energia elaborado pela EPE;
- Histórico de vazões;
- Dados de insolação e vento;
- Base de contratos do ambiente regulado de acordo com os resultados dos leilões da CCEE e revisões tarifárias da ANEEL;

- Informações públicas sobre preços de contrato no mercado livre para calibragem do modelo de preços no ACL;
- Base de dados proprietária da PSR sobre projetos indicativos para a expansão da geração e transmissão;
- Base de dados da ANEEL sobre encargos setoriais.

2.2 Etapa B – Análise quantitativa de cada desenho de mercado

De uma maneira simplificada, o custo total do suprimento de eletricidade para cada classe de consumo resulta da soma de quatro parcelas: (i) custo de adquirir a energia propriamente dita, incluindo reservas de geração; (ii) custo de infraestrutura e serviços auxiliares: transmissão/distribuição, suporte reativo, compensação por perdas etc.; (iii) encargos por razões de política energética (compensação de tarifas para sistemas isolados, incentivos/subsídios etc.); e (iv) impostos e tributos. Nesta etapa será calculado o custo da primeira, da segunda e da terceira parcela: energia, infraestrutura/serviços e encargos.

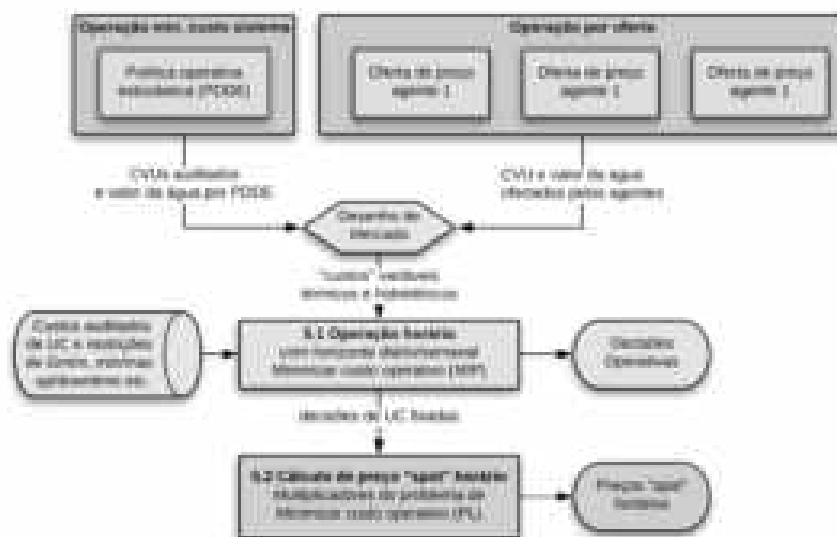
2.2.1 Atividade 4 - Expansão da capacidade de geração/transmissão

O custo da energia depende basicamente da remuneração da soma dos custos de investimento e operação das unidades geradoras. Portanto, o primeiro passo é determinar um cenário de *expansão da capacidade de geração/transmissão* ao longo do período de estudo. Dependendo do desenho do mercado, o “driver” principal desta expansão de capacidade será diferente. Por exemplo, no desenho “business as usual” (BAU), a expansão é basicamente determinada pelo seguinte conjunto de mecanismos regulatórios: (i) demanda deve estar 100% contratada e o montante contratado deve estar respaldado por garantia física; (ii) o suprimento da demanda do ACR é realizado através de leilões de contratos; e (iii) o governo pode determinar a contratação de capacidade de geração adicional (energia de reserva) caso considere que a expansão resultante dos mecanismos (i) e (ii) não atende os critérios sistêmicos de confiabilidade de suprimento. No outro extremo, o principal sinal econômico para a expansão da capacidade em um desenho de mercado “100% liberalizado” será o preço “spot”, formado por esquemas de oferta de preços dos geradores. Se houver escassez de oferta de geração, o preço “spot” aumenta, tornando atraente a remuneração dos investimentos em nova capacidade. Como se sabe, este é um processo de equilíbrio dinâmico entre oferta e remuneração, pois a entrada de nova capacidade reduz o preço “spot”.

A metodologia adotada para expansão da capacidade dependerá do processo de formação de preços de curto prazo no desenho de mercado que está sendo avaliado: (a) preços “spot” calculados por modelos computacionais (situação atual) - neste caso, a expansão resultante de cada desenho de mercado será formulada como um problema binível de minimização do custo da energia para o consumidor e resolvida por técnicas de otimização estocástica; (b) preços “spot” calculados por oferta - neste caso, a expansão resultante de cada desenho de mercado é representada como um processo de equilíbrio de Nash multi-estágio.

2.2.2 Atividade 5 - Simulação probabilística da operação e cálculo do preço “spot”

O diagrama a seguir mostra os principais passos desta atividade.



Passo 5.1 - Operação horária

A operação horária em cada estágio (dia/semana) é formulada como um problema de otimização com variáveis inteiras (MIP) cujo objetivo é minimizar a soma dos custos operativos ao longo daquele estágio. Os dados de entrada para o modelo de otimização são os *custos variáveis de operação* (CVUs) das térmicas e os *custos de oportunidade das hidrelétricas*. Como mostra o diagrama, estes custos dependem do desenho de mercado.

- *Operação de mínimo custo sistêmica* (situação atual) - os custos operativos variáveis (CVUs) das termelétricas são valores auditados; os custos de oportunidade das hidrelétricas correspondem aos “valores da água” calculados pela política operativa estocástica (algoritmo de programação dinâmica dual estocástica, PDDE).
- *Preços/quantidades definidos por oferta* – Neste caso, tanto os CVUs das termelétricas como os custos de oportunidade das hidrelétricas serão definidos por ofertas dos agentes, através do modelo OptBid.

Observa-se adicionalmente que os chamados “parâmetros técnicos” das termelétricas (custo de “unit commitment” (UC), geração mínima, mínimo/máximo “uptime”/“downtime” etc.) serão auditados em ambos os casos.

Passo 5.2 Cálculo dos preços “spot”

Como indicado no diagrama, os preços “spot” também são calculados a partir de um modelo de otimização operativa com resolução horária, muito parecido com modelo operativo 5.1. A única diferença é que as decisões de “unit commitment” do modelo 5.2 estão *fixadas* nos valores ótimos calculados pelo modelo 5.1. Como consequência, o modelo 5.2 corresponde a um problema de otimização de programação linear (PL). Os preços “spot” são dados pelos *custos marginais* (“preços sombra”) associados às equações de atendimento à demanda na solução ótima do PL. No caso de representação detalhada da rede de transmissão, estes preços “spot” são calculados para cada barra e correspondem aos “locational marginal prices” (LMPs) propostos pelo professor William Hogan de Harvard e outros (A PSR realizou em 2013 um estudo financiado pela CAF sobre a possibilidade de adoção de LMPs no Brasil). No caso de representação da rede por regiões/zonas elétricas, resultam os preços “spot” “por submercado atualmente adotados no Brasil.

2.2.3 Atividade 6 - Otimização de contratos

Historicamente os preços “spot” no Brasil eram muito variáveis, com períodos de vários meses de preço muito baixo, intercalados por períodos mais curtos de preços muito elevados, resultantes de secas severas. Esta variabilidade de preços criava riscos para a remuneração da nova capacidade de geração e, em particular, inibiu a entrada de geração “merchant” no país. A solução encontrada foi utilizar contratos de médio e longo prazo para reduzir estes riscos para os investidores. Com o aumento da participação termelétrica no mix de geração, havia uma expectativa de redução desta variabilidade. No entanto, a forte competitividade da geração eólica, já evidenciada na primeira licitação com esta fonte em 2009 e que vem sendo replicada pela geração solar, deve levar a um aumento da variabilidade dos preços “spot”, só que com granularidade horária e diária.

Como consequência, os contratos continuam sendo um fator importante para viabilizar a entrada de nova geração tanto no ambiente de contratação regulada (ACR) como no de contratação livre (ACL). O objetivo da Atividade 6 é definir contratos entre a nova capacidade de geração definida na atividade 4 (e para a geração existente) e os agentes de consumo no ACR e ACL. O modelo OptFolio é utilizado para definir o montante ótimo de contratos entre geração. O objetivo é maximizar a soma do “welfare” das empresas de geração e grupos consumidores. No caso dos geradores, o “welfare” corresponde ao valor esperado (ajustado a risco) do VPL dos projetos, calculada para os cenários operativos e de preços “spot” horários resultantes das simulações probabilísticas dos passos 5.1 e 5.2. No caso dos consumidores, o “welfare” é dado pelo custo esperado (ajustado a risco) de adquirir energia através de contratos e no mercado “spot”, para os mesmos cenários resultantes das simulações probabilísticas. Também como mencionado, o OptFolio é formulado como um problema de otimização linear estocástica e pode representar simultaneamente contratos de diferentes durações e de diversos tipos.

2.2.4 Atividade 7 – Evolução dos custos de energia de cada segmento de consumo

O resultado da Etapa B será a evolução dos custos de adquirir a energia propriamente dita, incluindo reservas de geração; do custo de infraestrutura e serviços auxiliares: transmissão/distribuição, suporte reativo, compensação por perdas etc.; dos encargos por razões de política energética (compensação de tarifas para sistemas isolados, incentivos/subsídios, contratação de reserva de capacidade, etc.); e dos impostos e tributos.

2.3 Etapa C – Análise dos resultados

2.3.1 Atividade 8 – Comparação entre as alternativas de desenho de mercado

As métricas propostas de comparação entre as diversas alternativas de desenho incluem:

- Custo médio e incremental de suprimento para cada segmento de consumo, decomposto nas seguintes parcelas: (i) energia: como visto acima, valor presente do valor esperado (ajustado a risco) de adquirir energia (contratos mais compras no “spot”); (ii) infraestrutura de transmissão/distribuição e serviços auxiliares; (iii) encargos e subsídios; e (iv) impostos.
- Segurança de suprimento de energia – dado pela soma do custo de racionamento e do custo de interrupção.

2.3.2 Atividade 9 – Seleção da alternativa mais adequada e “road map” de transição

Nesta atividade o Grupo Consultor irá indicar qual cenário seria o desejável, por apresentar a menor evolução dos custos internos ao setor (custos referentes aos serviços de geração e aos custos de infraestrutura) e

externos ao mesmo (por exemplo, relacionada às emissões de gases de efeito estufa). Para justificar a decisão pelo cenário desejável, serão apresentadas as distribuições de probabilidade dos impactos tarifários junto aos consumidores, apontando quais as principais preocupações, pontos de atenção, vantagens e desvantagens de cada cenário.

Uma vez selecionado o cenário desejável, o Grupo Consultor construirá uma lógica de transição do cenário Business as Usual para o desejável, indicando um “roadmap” de implementação e os principais marcos regulatórios. Esta estratégia de transição irá considerar os contratos legados e o respeito absoluto aos contratos vigentes. Adicionalmente, os seguintes pontos serão considerados nesta estratégia:

- Avaliação quanto à necessidade de realizar um último “leilão regulado”, específico de potência, para mitigar eventual risco de falta de potência no período de transição, até que o “novo modelo livre” entre em equilíbrio, conforme já sinalizado pelo MME;
- Estratégia para lidar com os contratos legados (PPAs vigentes);
- Estabelecer como os contratos legados seriam divididos entre lastro e energia, no caso da implementação de leilões centralizados de lastro;
- Avaliar qual seria o impacto nas distribuidoras de energia e propor mecanismos para separação completa do serviço de fio e do serviço de comercialização de energia.

O resultado final será um plano de ação, detalhando o mecanismo de transição, que contemple os passos necessários para se atingir o cenário que minimize os custos totais do setor elétrico, incluindo sugestões de ações legais e infralegais que precisam ser implementadas para se alcançar tal objetivo.

3 PREMISSAS

3.1 Cenários

A próxima tabela ilustra os oito cenários avaliados neste projeto. A identificação de cada caso segue sugestão do Ministério de Economia para que o Produto 4 contenha os quatro primeiros cenários e o Produto 5 contenha os demais. Difere, portanto, daquela utilizada no Produto 1 - Plano de Trabalho, que não considerava uma ordem sequencial.

Todos os produtos estão territorializados para as concessões		Letras Controladas de Letras?	Nível de integração de ACB p/ a BCL	Disputas por Oferta de Preço?	Demolição e Poder de Mercado
1	Business as Usual com Letras de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X	X
2	Abertura potencial do mercado com Letras de Reserva de Capacidade	X	Livre	X	X
3	Abertura potencial do mercado e Letras Controladas de Letras	✓	Livre	X	X
4	Abertura potencial do mercado, Letras Controladas de Letras e Descentralização	✓	Livre	X	✓
5	Abertura total do mercado com Letras de Reserva de Capacidade	X	100%	X	X
6	Abertura total do mercado e Letras Controladas de Letras	✓	100%	X	X
7	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço e Letras Controladas de Letras	✓	Livre	✓	X
8	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço, Letras Controladas de Letras e Descentralização	✓	Livre	✓	✓

Na organização atual, os quatro primeiros cenários são entregues no Produto 4, enquanto os cenários seguintes farão parte do Produto 5. Uma breve descrição dos casos é apresentada a seguir:

Produto 4

Abertura do mercado, cumprimento dos contratos legais e concessões para integração de suprimentos

1 Business as Usual

Operação de mercado tradicional, com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

2 100% Reservas de Capacidade com Letras de Reserva

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

3 100% Reservas de Capacidade Livre e Letras Controladas de Letras

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

4 100% Reservas de Capacidade Livre, Letras de Letras e Descentralização

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

Produto 5

Todos os requisitos obrigatórios para concessões de acordo de integração de suprimentos legais para o mercado e oferta de preço

5 100% Livre e Letras de Reserva

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

6 100% Livre e Letras Controladas de Letras

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

7 100% Reservas de Capacidade Livre, Letras de Letras e Oferta de Preço

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

8 100% Reservas de Capacidade Livre, Letras de Letras e Oferta de Preço e Descentralização

Operação de mercado com o modelo de concessão atual, com o ACB. O mercado é aberto às Letras de Reserva de Capacidade, com o modelo de concessão atual, com o ACB.

3.2 Premissas gerais

Esta seção apresenta uma visão geral sobre as premissas adotadas em todos os cenários apresentados, apresentadas a seguir:

- Premissas macroeconômicas
- Crescimento do consumo de energia e demanda
- Custo dos combustíveis e resultados custos variáveis de produção das usinas térmicas
- Definição de projetos candidatos à expansão do Sistema Interligado Nacional e estimativas de custos de investimento (CAPEX) e operação (OPEX)
- Crescimento da geração distribuída
- Sinal locacional da tarifa de transmissão (TUST)
- Consumidores que respondem aos sinais de preço
- Contratos iniciais do ACR
- Liquidez dos contratos no ACL
- Estrutura tarifária e tratamento dos subsídios
- Serviços ancilares

3.2.1 Premissas macroeconômicas e implicações para o crescimento do mercado

O primeiro passo do processo para avaliação da evolução do sistema elétrico está relacionado à necessidade por nova capacidade de geração para suprimento do mercado. Em países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, a demanda por energia elétrica apresenta perfil crescente ao longo dos anos, refletindo o espaço para crescimento do consumo per capita. O processo de projeção de consumo de energia (TWh ou, mais comumente no Brasil, em GW médios) e demanda (MW) em cada ano depende do crescimento populacional e de premissas econômicas, sendo as mais relevantes o crescimento do PIB e a elasticidade da demanda.

Modelos econométricos proprietários da PSR são utilizados para esta atividade, partindo-se de séries históricas das variáveis explicativas (ex. PIB ou atividade setorial, como em setores eletrointensivos) e de suas projeções, de forma a gerar a previsão do crescimento do mercado.

Neste estudo adotaremos as premissas de crescimento do produto interno bruto (PIB) do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA). As informações fornecidas pelo IPEA são apresentadas na tabela abaixo.

(% PIB)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Referência	3.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.1	2.0	2.0	1.9	1.8	1.4	1.2

De acordo com a proposta da PSR, para cada um dos oito cenários simulados, serão feitas análises considerando um crescimento do mercado de referência e outro agressivo, também chamado de Cenário Transformador. Para este cenário de crescimento, utiliza-se uma taxa de crescimento anual de PIB conforme premissa do IPEA apresentada abaixo.

(% PIB)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Transformador	4.0	3.9	3.9	3.7	3.7	3.6	3.4	3.3	3.2	3.2	2.6	2.5

A eletrificação de economia (*sector coupling*) será cada vez mais importante e precisará de um tratamento específico, pois a premissa de que existe uma série histórica que pode ser utilizada por um modelo econômico já não é mais válida. Para a modelagem destes setores é preciso somar ao processo do crescimento

vegetativo (capturado pelo modelo econométrico) uma sequência de outros processos que podem ser projetados, com dinâmicas próprias, por exemplo:

- uma previsão exógena da venda de veículos elétricos em substituição aos veículos a combustão interna (além de ser preciso estabelecer premissas sobre o padrão de carregamento de suas baterias);
- o crescimento de transporte de passageiros por ônibus elétricos cujas baterias podem ter autonomia para funcionamento durante todo o dia, com carregamento nas garagens ocorrendo, por exemplo, durante 5h de madrugada (o que teria a vantagem de reduzir ou mesmo evitar novos investimentos em transporte de energia para acomodar este aumento de carga);
- a produção de hidrogênio verde, ou seja, aquele gerado a partir da eletrólise da água com consumo de eletricidade gerada por fontes renováveis;
- a conversão de alguns processos industriais de forma a reduzir ou substituir o consumo de combustíveis fósseis para atender a políticas corporativas de redução de emissões de gases de efeito estufa. Nesta categoria estão, por exemplo, a produção de aço segundo um processo eletrointensivo semelhante ao da conversão da bauxita em alumínio. Este processo dispensaria o uso do coque na redução do minério de ferro;
- atividades recentes, como no caso de mineração de criptomoedas, que também podem ser intensivas em eletricidade. Alguns investimentos de mineradores incluem milhares de servidores com um significativo consumo agregado. Na Islândia, por exemplo, onde a energia é barata, espera-se que as operações de mineração de Bitcoin usem aproximadamente 840 GWh de eletricidade/ano, excedendo as demandas da população da Islândia de 340.000 habitantes em 140 GWh/ano.

Estes motores para o crescimento do consumo por eletricidade são considerados exogenamente. Em termos conceituais seria possível relacioná-los a drivers locais (preço da energia, custo de equipamentos importados) e drivers globais, como a demanda por hidrogênio verde adquirida por países europeus (como a Alemanha) e países como o Brasil, que oferecem condições mais favoráveis à sua produção.

Dentre esses motores, será considerado somente o crescimento da demanda a partir de automóveis elétricos movidos a bateria, já que consideramos que os demais fatores não terão impacto relevante na demanda para o horizonte considerado de 2040. Estimamos que o consumo de energia elétrica por automóveis elétricos seria em torno de **1.235 MW médios em 2040**.

Para essa projeção, foram consideradas as premissas presentes na seguinte tabela¹:

Tipo de Veículo	Frota Total em 2020	Taxa de Crescimento da Frota Total	Frota de VE em 2020	Consumo VE	Utilização VEs
Automóveis e Veículos comerciais leves	43.4 milhões	2% ao ano	0.042 milhões	0.15 kWh/km	12900 km/ano

A estimativa foi feita a partir do ajuste de uma função logística para a participação de veículos elétricos nas vendas totais de automóveis, assumindo uma saturação em 80% das vendas e uma inflexão em 2035 (ao atingir 40%). Para calcular o número total de veículos, assumiu-se um crescimento de frota de 2%, que é compatível com o valor apresentado em um momento de economia desaquecida (entre 2013 e 2020). Além

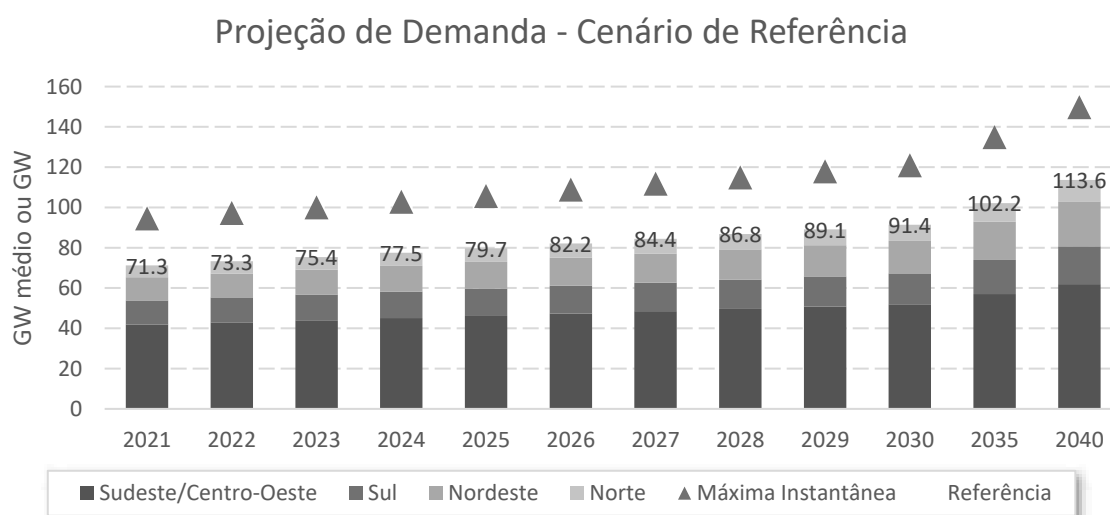
¹ Os valores de frota total e taxa de crescimento colhidas de publicação da ANFAVEA, já a frota de veículos elétricos foi retirada da ABVE. Assumiu-se utilização dos veículos elétricos como sendo igual à média apresentada para veículos em pesquisa da KBB Brasil (<https://www.gazetadopovo.com.br/automoveis/km-rodado-ano-carro-motorista-brasil/>)

disso, assumiu-se que haveria um aumento na eficiência dos veículos elétricos, passando a apresentar um consumo médio de 0.15 kWh/km².

Outro fator importante para a projeção da demanda são as premissas sobre a evolução da eficiência energética de aparelhos como motores, ar-condicionados, dentre outros. Entretanto, uma dificuldade da modelagem do efeito da eficiência energética é o fato de exigir a construção de uma base de dados muito detalhada contemplando todos os processos de consumo de eletricidade por segmento (ex. residencial, por tipo de indústria, no comércio, serviços públicos etc.).

Infelizmente esse processo requer uma abordagem *bottom-up* em que a demanda global resulta da soma de diversas cargas associadas a processos em diferentes segmentos da economia. Desta forma é possível em teoria capturar o impacto de políticas que impliquem em medidas “horizontais”, como no caso do aumento dos padrões exigidos de eficiência energética de produtos. Neste estudo não assumiremos tendências específicas sobre as eficiências energéticas.

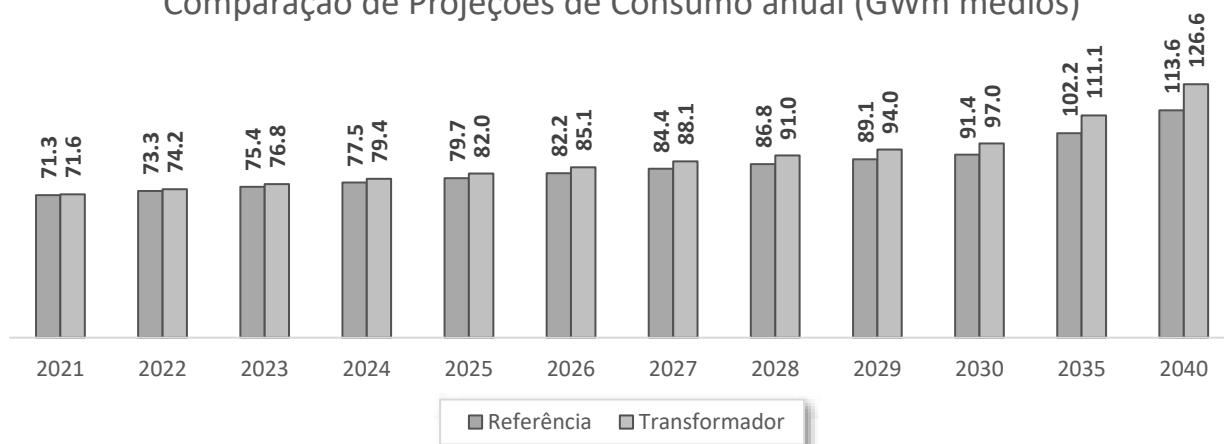
O mercado previsto para o estudo é exibido a seguir. As barras representam o consumo anual (em GW médios) e os triângulos vermelhos denotam a demanda máxima instantânea (GW), que requer investimentos em lastro de potência de forma a assegurar segurança no suprimento de energia (será abordado na seção 3.6). O crescimento de mercado projetado para 2040 é de 114 GW médios contra 71 GW médios atuais. E a demanda máxima passaria de 95 GW para 150 GW neste mesmo período.



Considerando o crescimento econômico conforme o Cenário Transformador do IPEA, a perspectiva de crescimento do mercado de energia elétrica é bem superior ao Cenário de Referência, refletindo a relação entre crescimento econômico e crescimento de consumo de energia. A projeção de demanda por energia elétrica para o Cenário Transformador é apresentada abaixo em comparação com o Cenário de Referência.

² Atualmente, a eficiência estaria mais próxima de 0.2 kWh/km, segundo <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>

Comparação de Projeções de Consumo anual (GWm médios)



Com base no documento oficial elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a projeção de consumo de energia elétrica é significativamente superior ao valor projetado para fins deste estudo. Além das diferenças de parâmetros em modelos de projeção, os quais são utilizados para estimar a elasticidade PIB *versus* consumo, o principal direcionador da diferença entre as projeções está associado à projeção de crescimento da economia nacional proveniente do IPEA. De modo comparativo, o cenário de referência deste estudo considera uma projeção de crescimento econômico descendente, atingindo 2.5% em 2025 e 1.2% em 2030, versus a perspectiva utilizada pela EPE de 2.8% a 3.0%, respectivamente.

3.2.2 Combustíveis e custos variáveis de produção térmicos

Os preços de gás natural são baseados em dois tipos principais de supridores: pré-sal e GNL, com características principais apresentadas na figura a seguir.



Os candidatos movidos a GNL possuem características operativas distintas, refletindo assim em custos operativos. Além de características técnicas gerais, o nível de inflexibilidade (também associado às cláusulas de Take-or-Pay) são essenciais para definição da atratividade dos projetos.

O principal atributo favorável à opção por GNL é seu maior nível de flexibilidade operativa, o que é desejável para o setor elétrico por melhor compensar a variabilidade da produção hidrelétrica e das fontes renováveis. A desvantagem desta opção é o maior custo do suprimento do gás natural, principalmente se feito no mercado de curto prazo (ou “spot”) de acordo às necessidades do SIN.

A operação de usinas térmicas com gás natural provenientes de campos do pré-sal, por sua vez, pode exigir uma geração menos flexível, uma vez que o gás está associado à produção de óleo, sendo, portanto, uma atividade ininterrupta. Esta opção oferece uma contribuição energética que pode competir diretamente com as usinas renováveis não despacháveis (ambas opções permitem armazenar maiores volumes de água nos reservatórios, para garantir operações mais flexíveis, com maior potência disponível se os níveis operativos forem mantidos em patamares mais elevados).

Os altos níveis de inflexibilidade, entretanto, podem implicar em desperdícios energéticos em situações de abundância de água. O fato de as termelétricas não poderem ser desligadas nestes momentos pode implicar em vertimentos de água (ou energia) nas usinas hidrelétricas.

Neste sentido, os candidatos termelétricos movidos a gás natural associado de campos do pré-sal e gás natural liquefeito serão representados conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029 (PDE 2029)³. Suas características de inflexibilidade e respectivos custos operativos são explicitados abaixo:

	Fonte	Inflexibilidade (% Pot. Disp.)	CVU (R\$/MWh)
Alternativa 1	GNL	0%	336
Alternativa 2	GNL	50%	307
Alternativa 3	GNL	80%	287
Alternativa 4	GNL	100%	272
Alternativa 5	Pré-sal	50%	193

Os modelos OPTGEN + SDDP capturam, na construção da expansão, o custo total da fonte (i.e., investimento + operação) para as diferentes opções de usinas termelétricas. A expansão mais econômica (contendo critérios de segurança de suprimento) indicará a necessidade de cada candidato para o sistema.

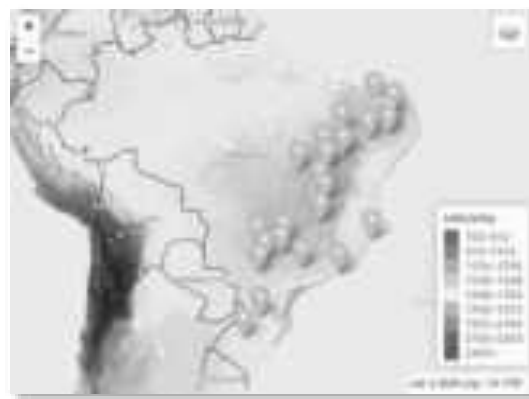
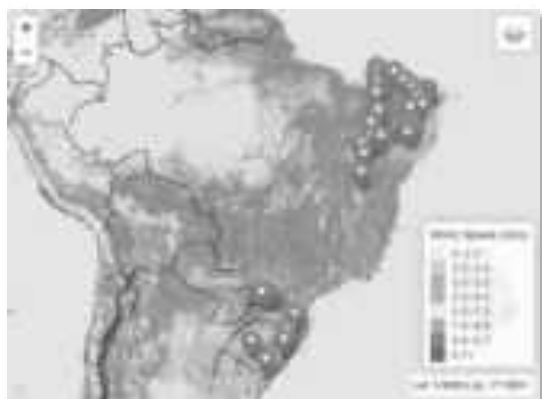
3.2.3 Projetos candidatos renováveis

a) Localização dos projetos

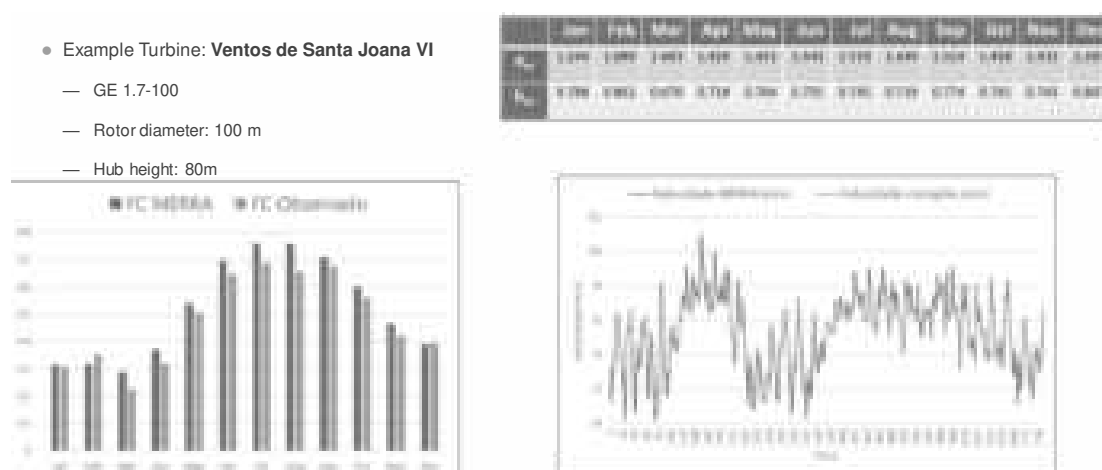
A redução de Capex de projetos solares fotovoltaicos alcança 27% em 2030 e 35% em 2040 com respeito aos valores atuais. O Opex anual dos projetos **solares** centralizados é considerado como 1.5% do Capex. A redução de Capex de projetos eólicas alcança 12% em 2030 e 15% em 2040 com respeito aos valores atuais.

³ Os valores do PDE 2029 foram considerados também como cenário de referência no relatório “Visão do planejamento energético de médio e longo prazos: Levantamento de custos e riscos da interface dos setores de gás natural e energia elétrica.” do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. O cenário alternativo desse relatório do CMGN, que considera o Novo Mercado de Gás, não será considerado como premissa para os cenários considerados no Produto 3, porém posteriormente poderá ser feita uma análise adicional com as premissas do cenário alternativo para analisar seu impacto nos resultados.

Começamos com a identificação de projetos candidatos para geração eólica e solar. No caso de países como Brasil e Chile, que já realizam leilões para geração renovável, um conjunto de locais candidatos, com coordenadas geográficas conhecidas, é extraído de projetos que participaram desses leilões, mas não foram selecionados. A justificativa é que esses projetos provavelmente serão competitivos em termos de seu custo nivelado de energia (LCOE) e custos de conexão com a rede.



O módulo *Time Series Lab* (TSL) do modelo SDDP é utilizado para projetar projetos renováveis críveis a partir de banco de dados de reanálise, como o MERRA-2 de forma a produzir um registro histórico com cerca de 30 anos de dados horários para variáveis como a velocidade do vento ou a radiação solar para os locais candidatos selecionados. Essas informações históricas são então refinadas/calibradas com base nos registros reais de produção de energia (geralmente poucos anos) de usinas existentes na mesma região que os projetos candidatos. Finalmente, os registros calibrados de 30 anos de velocidade eólica e radiação solar são usados para estimar a produção de energia usando as características da turbina eólica e dos módulos solares dos projetos candidatos. A seguir ilustramos a aplicação para a identificação de candidatos a energia eólica no Brasil e o procedimento de ajuste das velocidades da reanálise para que os valores simulados pelo modelo tenham o mesmo fator de capacidade de um parque existente (etapa de calibragem).

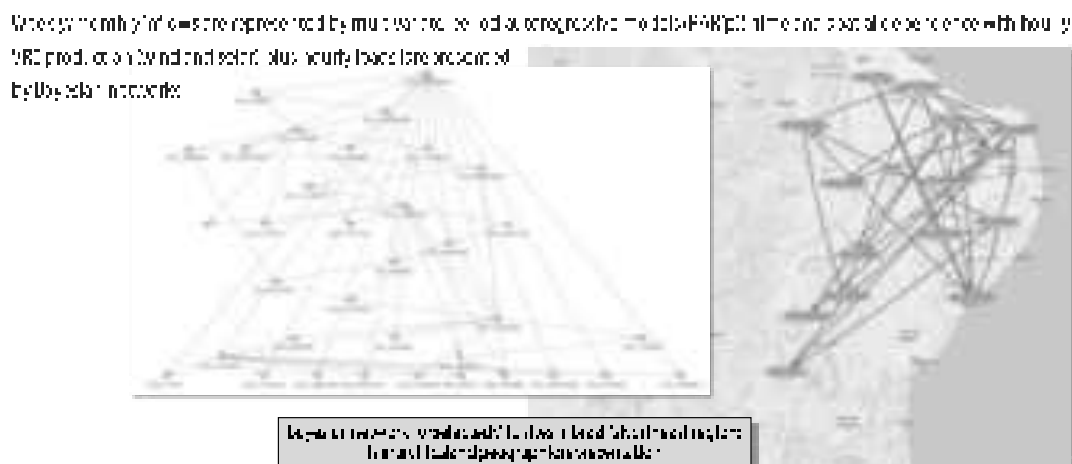


b) Geração de cenários de produção renovável e vazões

O valor esperado do custo operativo é calculado para um conjunto de cenários de produção das fontes renováveis e de vazões afluentes. Devido à correlação espacial da produção eólica e solar em diferentes regiões, bem como à correlação espacial entre vazões afluentes às hidrelétricas e eólicas em algumas regiões do país, não seria adequado modelar cada cenário de forma independente. Ao contrário, é preciso representar

a distribuição conjunta de probabilidades de todos os recursos renováveis e hidráulicos, tanto para plantas existentes quanto para projetos candidatos. Além disso, essa representação conjunta deve ser multiescala, ou seja, eólica e solar são representadas com resolução horária, enquanto as vazões são tipicamente representadas mensalmente ou semanalmente.

O TSL utiliza uma Rede Bayesiana para produzir esses cenários integrados, eólicos, solares e de entrada. Trata-se de um modelo estatístico que representa um conjunto de variáveis e suas dependências condicionais através de um grafo, como ilustrada a figura a seguir.



c) Subsídios

A Lei 14.120 aprovada em março de 2021 limitou, por meio do seu Art. 4º, a concessão do subsídio por meio da redução da tarifa de transporte (TUST/TUSD) dos projetos renováveis aos empreendimentos existentes e àqueles que forem objeto de outorga/autorização até fevereiro de 2022 e entrarem em operação comercial em até 48 meses após a emissão do ato autorizativo pela Aneel. Desta forma, projetos que não se enquadrarem nas condições descritas acima além de pagarem o valor integral de suas tarifas de transmissão (ou distribuição) não poderão mais estender o benefício da redução tarifária às suas contrapartes, como é feito atualmente na comercialização da *Energia Incentivada*, e, portanto, não auferiram mais o prêmio usualmente cobrado neste tipo de contrato. Assim, o fluxo de caixa destes projetos contará não somente com um incremento de custos, mas também com uma redução de receita.

Este mesmo artigo em seu §1-G determina que o Poder Executivo definirá, em até 12 meses, diretrizes para implementação, no setor elétrico, de mecanismos que considerem os benefícios ambientais atinentes a essas fontes que não contarão mais com o benefício do desconto na TUSD/TUST.

Ressalta-se que nossa matriz energética já é composta majoritariamente por usinas renováveis e com baixa emissão de carbono. Soma-se a isso o fato do perene barateamento do custo de implementação e avanço tecnológico das usinas eólicas e solares, principais motores da expansão renovável no país.

Neste sentido, entendemos que a probabilidade da criação de um mecanismo que valora essa externalidade ambiental unicamente voltada para o setor elétrico é baixa e, mesmo que criado, teria um preço irrisório

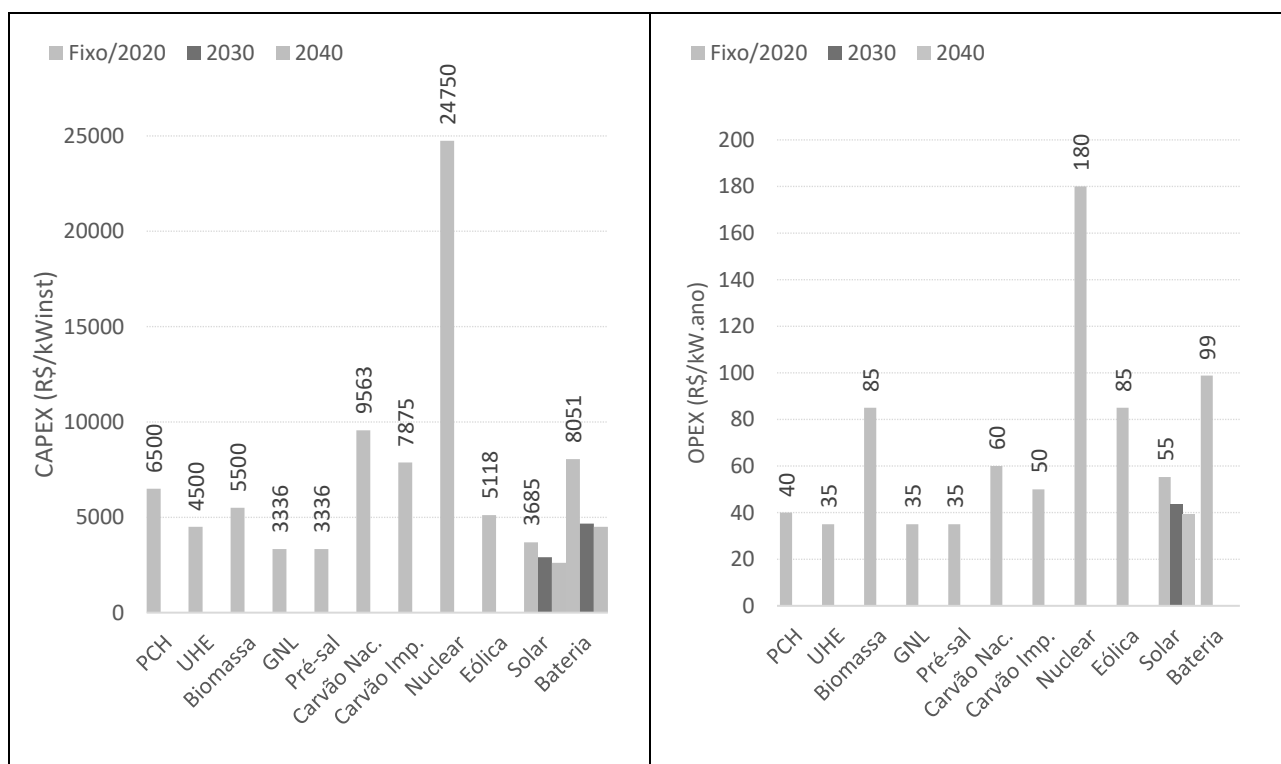
frente ao benefício auferido atualmente. Um exemplo disto são os próprios I-RECs já negociados pelo mercado a um preço médio de R\$ 1,50 / MWh (segundo informações obtidas junto a clientes da PSR).

Portanto, para esse projeto consideraremos como premissa básica que o atual benefício dado as usinas renováveis na forma de desconto na TUST/TUSD após o seu período de concessão estabelecido pela Lei 14.120/2021 não será substituído por nenhum outro, o que implicará, em termos práticos, em um aumento do LCOE das fontes que hoje recebem tal benefício.

3.2.4 Usinas convencionais

Os projetos candidatos por tecnologia adotam parâmetros técnicos e econômicos específicos. Apresentamos a seguir os custos de investimento (Capex) à esquerda e os custos de operação (Opex) à direita por tecnologia candidata. Ambos expressos em R\$/KW e R\$/KW.ano respectivamente. Estes custos, bem como as tendências de redução de fontes renováveis, são elaborados internamente pela PSR.

Os projetos candidatos serão selecionados pelo modelo proprietário da PSR para a expansão de sistemas elétricos (OptGen) somente se forem econômicos, ou seja, se participarem da solução de mínimo custo global que inclui o valor presente dos custos de investimento somado ao valor presente do valor esperado dos custos operativos com restrições de segurança para garantir segurança de suprimento do SIN.



Entretanto, ilustraremos um caso das usinas térmicas flexíveis a gás natural (que acrescentam potência ao sistema e podem ser acionadas em momentos específicos para o atendimento da demanda máxima do SIN). A estrutura dos demais casos é análoga, variando-se os valores dos mesmos parâmetros.

Exemplo de usinas a gás natural flexíveis:

- Módulos de 200 MW de capacidade cada
- Potência mínima equivalente a 20% da potência nominal

- Custo de Investimento: R\$3336 / kW
- Custo fixo de O&M: R\$ 35/kW por ano;
- Consumo específico de 9,5 MMBtu por MWh
- CVU: ver discussão em seção específica
- Custo de partida: equivale a meia hora de consumo de combustível a plena capacidade
- Rampa de produção: inferior a uma hora, ou seja, não são explicitadas no modelo SDDP horário
- Vida útil: 25 anos

3.2.5 Descomissionamento de usinas

As usinas térmicas na tabela abaixo têm seus contratos atuais expirando dentro de 7 anos e não há perspectiva de sua recontração devido à política de energia limpa (as usinas consideradas utilizam óleo combustível). Além disso, as usinas possuem CVU (Custo Variável Unitário) maior que 600 R\$/MWh, portanto superior ao teto de preços regulatórios. Atualmente são pouco acionadas, apenas em situações críticas de fornecimento.

Usina	Capacidade (kW)	CVU (R\$/MWh)	Terminação do contrato
Almeida	11.5	1,031.0	1-Jan-27
Azeite	11.5	1,031.0	1-Jan-27
Bambal	70.4	798.5	1-Jan-27
Barragem	11.5	1,031.0	1-Jan-27
Barragem Anapol	1.5	1,031.2	1-Jan-27
Barragem Anapol II	1.0	1,031.4	1-Jan-27
Barragem Cordeiro	10.0	770.0	1-Jan-27
Barragem Assis	17.1	1,031.0	1-Jan-27
Caramuru	1.5	1,031.0	1-Jan-27
Canoa	17.1	1,031.0	1-Jan-27
Costa	77.1	-	1-Jan-24
Costa II	1.0	1,711.7	1-Jan-27
Costa III	1.0	1,711.7	1-Jan-27
Costa IV	1.0	1,711.7	1-Jan-24
Costa V	1.5	1,031.0	1-Jan-27
Associação Nacional	1.5	1,031.0	1-Jan-24
Maracanã	10.7	707.1	1-Jan-27
Maracanã II	17.1	1,031.0	1-Jan-27
Maracanã III	17.1	1,031.0	1-Jan-27
Parque Industrial	1.0	871.6	1-Jan-27
Parque I	4.5	1,173.2	1-Jan-27
Parque II	200.0	671.0	1-Jan-27
Parque III	17.1	1,173.1	1-Jan-27
Parque IV	77.1	1,173.4	1-Jan-27
Parque V	77.1	1,173.4	1-Jan-27
Parque VI	77.1	771.1	1-Jan-27
Parque VII	77.1	771.1	1-Jan-27
Parque VIII	1.5	1,173.2	1-Jan-27
Parque IX	10.0	771.0	1-Jan-27
Parque X	10.0	771.0	1-Jan-27
Parque XI	17.1	771.0	1-Jan-27
Parque XII	77.1	1,031.2	1-Jan-24

Usinas movidas a gás natural em mesma situação (com contratos vencidos na década de 2020) serão consideradas como projetos candidatos ao modelo de expansão. De modo a representar os custos de reinvestimento destes projetos, serão considerados custos iguais 40% de um projeto novo, premissa similar à apresentada pelo Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029 e 2030.

3.2.6 Modelo de transmissão no planejamento de expansão de capacidade

Uma característica importante das fontes renováveis é a diversidade de padrões sazonais e geográficos. Isso permite que o ONS aproveite os "efeitos do portfólio" para reduzir a variabilidade da produção renovável e, assim, reduzir a necessidade de reserva operativa rápida. Por outro lado, a incorporação da produção geograficamente diversificada requer investimentos na capacidade de transmissão.



Embora a metodologia de planejamento de capacidade possa lidar com a otimização conjunta detalhada tanto dos sistemas de geração quanto de transmissão, o esforço de computação resultante pode ser muito alto. Portanto, o planejamento integrado das capacidades e geração de intercâmbio regional proporciona uma troca mais adequada entre precisão e esforço computacional. A figura a seguir mostra a regionalização da rede de transmissão do SIN.

3.2.7 Geração distribuída

A projeção da inserção da microgeração e minigeração distribuída (MMGD) foi estabelecida no Brasil através da Resolução ANEEL 482/2012, posteriormente revisada pela resolução ANEEL 687/2015, que introduziu alguns modelos de negócios inovadores, incluindo a possibilidade da energia ser produzida num ponto da rede da distribuidora e compensado em outro. Finalmente, foi revista pela Resolução ANEEL 786/2017, ampliando os limites de projetos sujeitos à esta regulamentação para 5 MW.

A projeção de MMGD, tanto remota como local, no SIN é realizada a partir da avaliação da sua atratividade econômica, medida por meio do *payback* dos projetos, e utilizando o modelo de difusão de Bass, mesmo modelo utilizado pela EPE na construção do Plano Decenal⁴. O modelo de difusão tecnológica de Bass apresenta um racional de como interagem os usuários atuais e potenciais usuários de um novo produto. A premissa do modelo é que estes usuários podem ser classificados como *inovadores* ou *imitadores*, e a velocidade e o tempo de adoção dependem do seu grau de inovação e do grau de imitação entre os usuários. Esse modelo tem sido um dos mais utilizados no estudo da difusão de novos produtos.

- Para cálculo do *payback* dos projetos de MMGD, utiliza-se o modelo de avaliação econômico-financeira. Neste projeto, as análises se concentrarão em projetos de energia solar fotovoltaica, já que é o tipo predominante de fonte usada em projetos de MMGD. O *payback* desse tipo de projeto depende: (i) dos valores de CAPEX e OPEX dos sistemas solares, (ii) da localização do projeto (irradiação, tarifa de fornecimento da distribuidora local e impostos do estado), (iii) do sistema de compensação de energia (se

⁴ O modelo 4MD desenvolvido pela EPE e apresentado na Nota Técnica EPE DEA-SSE 010/2020 (<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/NT_Metodologia_4MD_PDE_2030.pdf>) utiliza como base um modelo ajustado de Bass, construído em conjunto com o time da PSR, para avaliar as perspectivas de inserção da Micro e Minigeração Distribuída no Brasil.

local, autoconsumo remoto, geração compartilhada ou condomínios) e (iv) do tipo do cliente final (se residencial, comercial ou industrial).

- Os resultados dos *paybacks* dos projetos, para cada ano e área de concessão, são alimentados no modelo de Bass, onde também estão os dados históricos de instalações de MMGD e os mercados potenciais, em termos de números de unidades consumidoras.
- Finalmente ajusta-se os parâmetros do modelo de Bass para cada distribuidora, tipo de consumidor e tipo de MMGD. Cada ajuste fornecerá o conjunto de parâmetros que melhor descreve a curva de Bass subjacente à difusão do modelo de GD. O primeiro parâmetro (p) é chamado de “coeficiente de inovação” e corresponde à tendência autônoma do indivíduo em adotar o novo produto. O segundo parâmetro (q) é “coeficiente de imitação” e corresponde à força do contágio. Finalmente o parâmetro β mede a sensibilidade dos consumidores ao tempo de *payback*.

As premissas utilizadas neste estudo para balizar a curva de crescimento da Geração Distribuída são:

a) Desempenho do painel solar

A produção do sistema solar fotovoltaico depende, entre outras coisas, da irradiação solar do local instalado e da temperatura local. A PSR utiliza a base de dados do Atlas Solarimétrico do Brasil para estimar a produção do sistema fotovoltaico assumindo uma taxa de performance uniforme de 80%.

b) Custos

O CAPEX usado nas projeções tem como fonte o relatório Greener, lançado em janeiro de 2021, no qual é publicada uma pesquisa sobre o preço das soluções fotovoltaicas para diferentes tamanhos de sistemas. Essa pesquisa é realizada com os desenvolvedores e integradores de painéis fotovoltaicos mais representativos do Brasil e o resultado é um preço médio do módulo fotovoltaico e dos serviços de integração. O gráfico abaixo mostra o resultado para diferentes tamanhos de sistemas.



Para o OPEX, a PSR adota 1,8% do CAPEX por ano, com base em cotações de mercado anteriores.

c) Benefício econômico

O benefício econômico dos sistemas é relativo à economia que podem trazer considerando-se como custo de oportunidade a tarifa de fornecimento de eletricidade da concessionária de distribuição de energia local. Como os sistemas fotovoltaicos possuem uma vida útil de pelo menos 20 anos, torna-se necessário projetar estas Tarifas de Fornecimento para este período, que é composta pela soma da Tarifa de energia (TE) com a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Em resumo, a projeção da Tarifa de Energia (TE) envolve, para cada concessionária de distribuição, as seguintes etapas:

- Projetar a demanda de energia e compilar o portfólio atual de contratos de energia;

- Simular futuras compras de energia em Leilões de Energia Existentes e Leilões de Nova Energia;
- Simular a liquidação financeira dos contratos, na CCEE, usando a projeção de longo prazo do PLD (saída do modelo de otimização de despacho do sistema hidrotérmico - SDDP, para 1200 cenários hidrológicos), para calcular:
 - Custos totais dos contratos de disponibilidade;
 - Encargo de Serviço do Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER);
 - Custo do risco hidrológico associado a contratos firmes de cota de energia, contratos de energia hidrelétrica de Itaipu e contratos renegociados de usinas hidrelétricas.
- Calcular o saldo acumulado da conta dos componentes financeiros, a ser compensado no ano tarifário seguinte.

Além disso, também simulamos a cobrança mensal por meio de Bandeiras Tarifárias (via fatura de energia dos consumidores) e a dinâmica de alocação entre as distribuidoras.

Os custos de transmissão e encargos setoriais que compõem a TUSD são calculados com base nas premissas do PSR em relação à redução de custos e subsídios da CDE, o crescimento projetado na Receita Anual Permitida (RAP) de concessionárias de transmissão, os prazos para o recálculo da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) fixado para geradores e a metodologia de compartilhamento de custos entre os segmentos de geração e consumo, por exemplo. A PSR também calcula para a TUSD os efeitos financeiros relacionados a mudanças nos custos da TUST e encargos setoriais (CDE e Proinfa).

A TE é composta por duas parcelas (A e B). A parcela A envolve os custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão e de encargos setoriais, enquanto a parcela B incorpora os custos relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração (depreciação). A parcela B é projetada considerando que os custos operacionais e investimentos das empresas de distribuição crescem proporcionalmente ao seu mercado. Isso significa que, em R\$/MWh e em termos nominais, a parcela B permanece constante (sem considerar o fator X).

d) Classe de consumidores

Finalmente cabe destacar que o payback é função do tipo de consumidor, considerando que a tarifa de fornecimento depende do nível de tensão de suprimento. Para o estudo, foram considerados os seguintes segmentos de consumidores, sujeitos aos seguintes grupos tarifários, em cada caso:

- Residencial: Consumidores residenciais do subgrupo B1, exceto os consumidores classificados como Baixa Renda. Neste estudo consideramos um mercado potencial composto da parcela da população, no estado em que se encontra a concessionária, que pertence, segundo o IBGE, às classes A e B.
- Comercial: Consumidores comerciais do subgrupo B3. Neste caso, considerou-se um mercado potencial composto pelo percentual de empresas, em cada estado, que prestam serviços de alojamento e alimentação, comércio varejista e serviços de informação e comunicação.
- Outros BT: Demais consumidores do Grupo B, exceto consumidores classificados como Baixa Renda. Como esse grupo abarca consumidores de diferentes características, optou-se por adotar um mercado potencial de 50% do mercado total que o compõem.

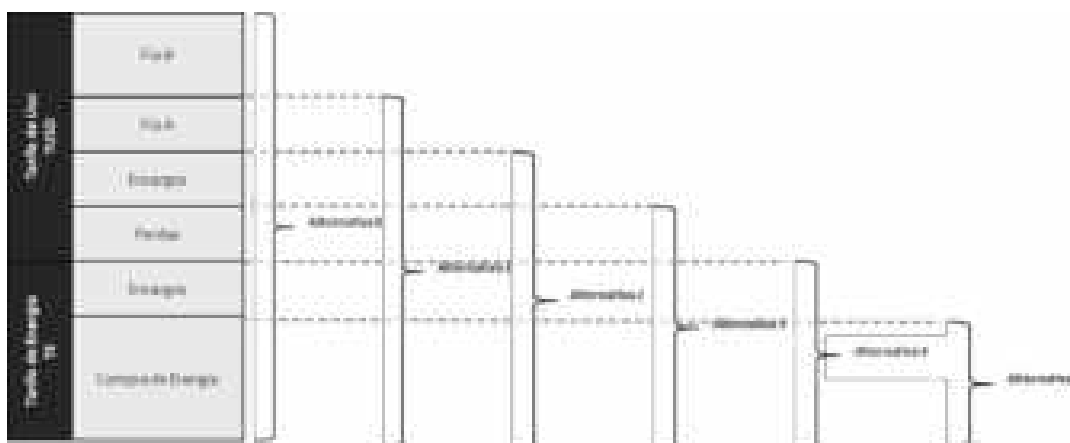
- AT/MT: Consumidores conectados na alta tensão e média tensão, subgrupos A2, A3 e A4. O mercado potencial é composto pelo percentual de pequenas e microempresas, segundo a CNI, no estado de cada concessionária.

A potência de cada sistema para os projetos padrões (que tem impacto sobre o CAPEX e OPEX dos projetos) foi definida da seguinte forma: Residencial: 4 kWp, Comercial: 30 kWp, Outros BT: 8 kWp e MT/AT: 150 kWp.

e) Premissas regulatórias

Em 2018 a Aneel instaurou a Consulta Pública 010/2018 para receber contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis a MMGD – que atualmente utiliza o *net metering* para compensar o consumo a partir da geração de energia por meio dos sistemas distribuídos. Destaca-se que esta reavaliação já estava prevista no Voto proferido pelo diretor Tiago Barros a época da aprovação da REN 786/2017.

No ano de 2019 a Aneel instaurou a Audiência Pública 001/2019 com vistas a apresentar aos agentes uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre a revisão do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Na Nota Técnica que subsidia esta AP⁵ os técnicos da Aneel propuseram seis alternativas para o SCEE, que vão desde manter o *status quo* da regulação até a compensação somente da parcela referente a compra de energia. A figura abaixo ilustra as componentes que seriam compensadas em cada uma das alternativas



Ainda no ano de 2019 a Aneel instaurou a Consulta Pública 025/2019 na qual foi apresentada uma nova AIR⁶ considerando as contribuições recebidas no âmbito da AP 001/2019. Nela os técnicos da Aneel apontaram como solução regulatória as seguintes medidas:

- Consumidores existentes: manutenção do sistema atual de compensação por 25 anos;
- Novos consumidores com sistemas locais: aplicação da Alternativa 2 até que se atingisse a marca de 5,9 GW de capacidade instalada de MMGD no sistema, quando haveria a migração para a Alternativa 5;
- Novos consumidores com sistemas remotos: aplicação, de imediato, da Alternativa 5.

Essa proposta da Aneel, vista por parte do setor como radical, levou a uma série de discussões, inclusive no TCU, o que resultou em uma não revisão efetiva das regras aplicáveis a MMGD, conforme já previsto em atos normativos anteriores.

⁵ Nota Técnica nº 0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL

⁶ Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SMA/ANEEL

Em novembro de 2019 o deputado Silas Câmara (Republicanos/AM) apresentou o Projeto de Lei 5.829/2019 por meio do qual se criaria um Marco Legal para a Micro e Minigeração Distribuída no país, marco esse inexistente até o momento. Após uma série de tramitações dentro da Câmara dos Deputados e diferentes relatórios e pedidos de alteração do projeto original, em dezembro de 2020 o deputado Lafayette de Andrada (Republicanos/MG) foi designado relator do processo.

Em 19 de abril de 2021 o deputado apresentou o Parecer Preliminar de Plenário n. 3 PLEN o qual contém, entre outras propostas, a seguinte para o SCEE:

- Consumidores existentes e consumidores que solicitarem acesso em até 12 meses após a publicação da Lei: manutenção do subsídio por 25 anos
- Consumidores que solicitarem acesso após 12 meses da publicação da Lei e classificados como i) microgeração ou minigeração distribuída local; ii) geração compartilhada, observado o disposto no parágrafo único do Art. 25 desta Lei; iii) empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; iv) geração a partir de fontes despacháveis; v) autoconsumo remoto limitado até 500 kW de potência instalada: a TUSD Fio B será paga nas seguintes proporções:
 - durante o 1º ano e o 2º ano após a data de início de cobrança, 10% (dez por cento) pago pela unidade consumidora e 90% (noventa por cento) por meio da CDE;
 - durante o 3º ano e o 4º ano após a data de início de cobrança, 30% (trinta por cento) pago pela unidade consumidora e 70% (setenta por cento) através da CDE;
 - durante o 5º ano e o 6º ano após a data de início de cobrança, 50% (cinquenta por cento) pago pela unidade consumidora e 50% (cinquenta por cento) por meio da CDE;
 - durante o 7º ano e o 8º ano após a data de início de cobrança, 70% (setenta por cento) pago pela unidade consumidora e 30% (trinta por cento) por meio da CDE;
 - durante o 9º ano e o 10º ano após a data de início de cobrança, 90% (noventa por cento) pago pela unidade consumidora e 10% (dez por cento) por meio da CDE;
 - finalizado o 10º ano após a data de início de cobrança, as unidades consumidoras passarão a pagar 100% da componente tarifária TUSD Fio B.
- Consumidores que solicitarem acesso após 12 meses da publicação da Lei e classificados como i) autoconsumo remoto acima de 500 kW de potência instalada não despachável; ii) geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica; iii) minigeração distribuída: pagamento da totalidade da TUSD Fio B, 40% do Fio A e dos encargos TFSEE, P&D e ONS.

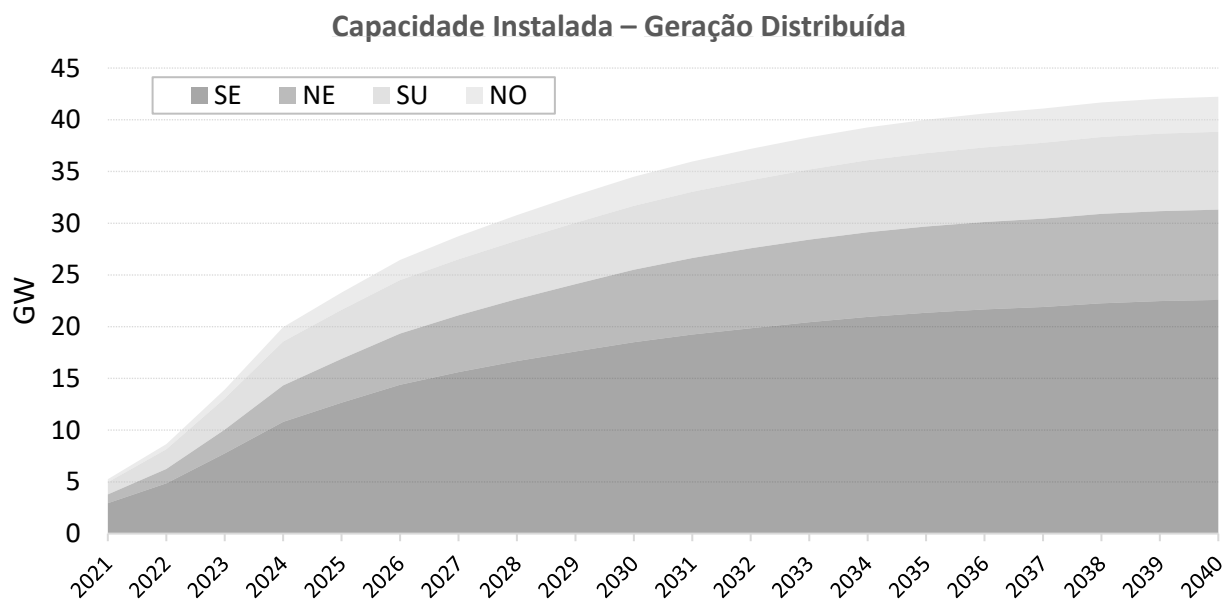
Destaca-se que o relator já tentou pautar esse projeto em diversas oportunidades, mas sem sucesso devido ao impasse existente entre os demais deputados a respeito dos pontos dispostos nesse PL.

Portanto, para esse projeto consideraremos como premissa básica a aprovação desse texto do PL 5.829/2019, com efeitos já a partir de 2022, e uma revisão do sistema de compensação em 2024, quando se estima atingir uma capacidade instalada de 20 GW em MMGD, para a Alternativa 5, proposta inicialmente pelos técnicos da Aneel no âmbito da Consulta Pública 025/2019.

Ressalta-se que não serão consideradas mudanças na estrutura tarifária do Grupo B (consumidores conectados em baixa tensão) o que certamente impactaria na atratividade da MMGD e, por consequência, na inserção desse tipo de tecnologia no sistema.

f) Resultado

O gráfico a seguir apresenta o resultado da penetração da geração distribuída para as premissas anteriores por região do país.



Em 2024, estima-se aproximadamente 20 GW de capacidade instalada total de geração distribuída (atingindo aproximadamente 8% da demanda do ACR). Mesmo com uma alternativa mais agressiva, a geração distribuída atingirá aproximadamente 35 GW em 2030 e 42 GW em 2040.

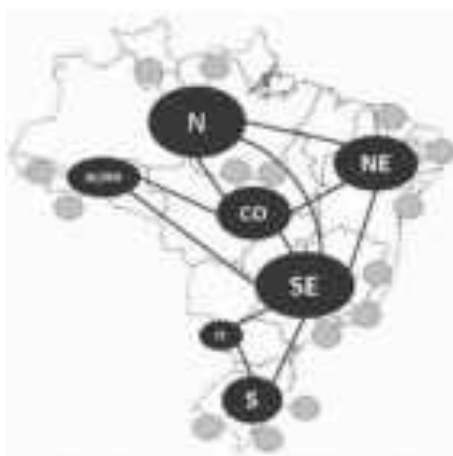
Em relação ao cenário apresentado pela EPE no Plano Decenal 2030 (PDE 2030) observa-se que a projeção apresentada acima para 2030 é muito similar ao chamado Limite Superior – caso construído pela EPE considerando a manutenção da regulação vigente – que atinge o patamar de 35,8 GW de capacidade instalada ao final do horizonte de análise. A principal razão para uma difusão maior no caso PSR, que conta com mudanças regulatórios, para o caso EPE – Limite Superior está nos parâmetros do modelo de Bass e na agregação dos consumidores.

Conforme apresentado pela EPE na Nota Técnica EPE DEA-SSE 010/2020, a empresa utiliza os dados de forma agregada, a nível Brasil, tanto para realizar o *fit* dos parâmetros do modelo de Bass quanto para projetar a inserção de MMGD. Entretanto, cabe destacar que o processo de difusão se dá de forma diversa dentro das diferentes áreas de concessão. Para representar esse efeito a PSR utiliza os dados desagregados por distribuidora tanto para realizar o *fit* dos parâmetros quanto para projetar a inserção dessa tecnologia no sistema.

g) Alocação da GD entre as distribuidoras

Conforme mencionado no parágrafo acima, a projeção da inserção da MMGD é realizada de forma individualizada para as diferentes áreas de concessão. Entretanto, para a simulação eletroenergética é necessário realizar a agregação desses dados de acordo com os sistemas elétricos.

Assim, o mapa esquemático a seguir mostra como as empresas concessionárias de distribuição de cada estado (áreas em azul claro) estão conectadas à região do país azul escuro. Como já mencionado a GD é calculada exogenamente e incorporada como um cenário para o modelo SDDP.



3.2.8 Resposta da Demanda

No Setor Elétrico Brasileiro, a demanda ainda não participa do mercado de curto prazo e como recurso nos leilões de contratação de energia. Em 2017 a ANEEL iniciou um projeto piloto de Resposta da Demanda (RD), onde os consumidores recebem um pagamento variável para reduzir o seu consumo de energia em determinados momentos, com o objetivo de reduzir os custos para o atendimento ao sistema elétrico nacional. No entanto, o projeto piloto teve baixa adesão por parte dos consumidores devido a, dentre outros fatores, inadimplência na CCEE. Em dezembro de 2020 a ANEEL aprovou a extensão deste programa piloto a todos os consumidores que atendam aos requisitos técnicos e comerciais e que estejam em qualquer submercado do SIN. Além disso, a RD foi excluída do rateio da inadimplência no MCP até abril de 2022. Essas medidas, junto com o PLD horário, podem impulsionar o programa de RD. Mas ainda existem outras questões que trazem incerteza aos participantes e que podem reduzir sua disposição a participar, como por exemplo o cálculo da linha base para a definição da redução do consumo.

O estudo representará consumidores industriais que podem responder a sinais de preço no mercado de curto-prazo em até 2400 MW até 2030 e pouco mais até 2040. A PSR desenvolveu uma modelagem no SDDP para representar esta opção, em que parte da carga pode ser desligada por algum tempo (desligamento sazonal) ou pode haver uma transferência momentânea de carga, por exemplo, de horas com preço de energia maior para horas com preço menor.

3.2.9 Serviços ancilares

Os modelos representam requisitos do SIN para garantia a segurança de suprimento de:

- Energia
- Potência Firme
- Reserva girante
- Garantia Física

A solução de cada cenário será calculada pela co-otimização destes requisitos e os custos resultantes serão arcados por meio de tarifas reguladas, e não por meio de mercados secundários para provisão dos serviços.

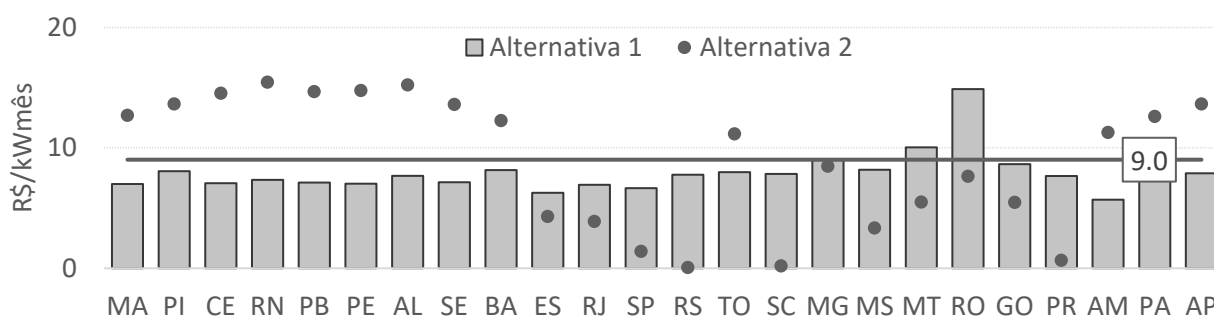
Dois componentes de reserva são considerados no modelo de planejamento de capacidade. O primeiro componente é definido *ex-ante* como uma porcentagem da demanda horária para compensar os erros de previsão e flutuações naturais que ocorrem durante o dia. O objetivo é que recursos flexíveis, como usinas hidrelétricas, resposta rápida da demanda, e baterias respondam à variabilidade de demanda de curto prazo.

O segundo componente é uma Reserva Probabilística Dinâmica (DPR), que está relacionada à variabilidade da produção das fontes renováveis e destina-se a garantir a operação do sistema contra desvios entre a produção prevista e a observada.

3.2.10 Tarifa de transmissão/distribuição

a) Sinal locacional

Adota-se a metodologia Nodal para cálculo dos custos relativos às tarifas de transmissão. Será considerada a Alternativa 2 apresentada na CP ANEEL 40/2018, que resulta em melhor do sinal locacional dos ativos. A tarifa de transmissão é incorporada como um custo fixo para a geração no processo de avaliação financeira dos projetos. Observa-se no gráfico a seguir um aumento da tarifa em regiões mais distantes dos centros de carga, como estados do Norte e Nordeste, e uma redução da tarifa para estados como Rio de Janeiro, São Paulo e Rio Grande do Sul com respeito à Alternativa 1, que representa a situação atual.



b) Fim dos subsídios para fontes incentivadas

O esquema atual de subsídios para as fontes incentivadas através de desconto na TUST/TUSD dos geradores, desconto na TUSD/TUSD dos consumidores que contratam esta energia no mercado livre, e acesso exclusivo aos consumidores do mercado livre com carga em ter 0,5 e 2 MW, é um mecanismo para internalizar nos custos da energia elétrica as externalidades ambientais positivas destas fontes com relação às emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A Portaria do MME nº 465/2019, que definiu um cronograma para a abertura do mercado, determinou que a reserva de mercado será reduzida gradualmente nos próximos anos, sendo extinta a partir de 2023, com a abertura de mercado para todos os consumidores com carga acima de 0,5 MW. No entanto, com a manutenção do desconto na TUST e TUSD, a tendência é que os consumidores livres sigam contratando energia destas fontes, tornando esta Portaria praticamente ineficaz. Estes mecanismos têm dois efeitos colaterais:

- **Redução do sinal para eficiência na coordenação da expansão da transmissão e geração:** as tarifas de transmissão e distribuição possuem uma componente que reflete o custo pela utilização da rede nos diferentes pontos de conexão. Isto faz com que projetos de geração que sejam localizados longe do centro de carga, necessitando utilizar mais as linhas de transmissão, paguem uma tarifa maior e, conseqüente, tenham um preço de energia menos competitivo. O desconto na TUST/TUSD reduz esse sinal locacional, aumentando os custos de transmissão do sistema.

- **Redução do sinal de preços para a necessidade de expansão da oferta:** como o desconto no consumo pode ser aplicado apenas para os consumidores livres, há incentivo para a expansão de fontes incentivadas para capturar estes consumidores mesmo que o sistema esteja sobre ofertado, resultando em custos adicionais com sobre capacidade no sistema.

Devido ao importante impacto deste mecanismo na expansão do sistema e na dinâmica entre os mercados livre e regulado, o Grupo Consultor havia proposto inicialmente tratar este tema no Cenário 8. No entanto, no dia 2 de setembro de 2020, a Medida Provisória (MP) 998 definiu um período para o encerramento dos subsídios das fontes renováveis. O mecanismo de desconto na TUSD/TUST atual será encerrado para os projetos que solicitarem outorga após o final de agosto de 2021 ou que entrem em operação após agosto de 2025. A partir desta data não haverá mais novos empreendimentos de fontes incentivadas com desconto no fio pelo lado do gerador e do consumidor livre.

Adicionalmente, a MP determinou que o Governo deve estabelecer até o final de agosto de 2021 diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa. Em particular, este texto da MP 998 é também bastante similar ao discutido com a sociedade na Consulta Pública (CP) 33 conduzida pelo MME em 2017, e cujas contribuições foram incluídas no PLS 232/2016, ainda em tramitação. No entanto, há uma sutil diferença: enquanto a CP33/2017 e o PLS 232/2016 determinam a valoração dos benefícios ambientais segundo um instrumento de mercado, a ser elaborado pelo Poder Executivo, a MP 998 deixou o mecanismo em aberto.

Para este projeto propõe-se fim dos incentivos na TUST/TUSD com criação de mercado de certificados de energia limpa, conforme proposta da MP 998, e fim do nicho de mercado para consumidores com carga acima de 0,5 MW para fontes incentivadas. Já para os subsídios implícitos, propõe-se manter mecanismo atual de alocação de custos de balanceamento do sistema, porém explicitando-os no cômputo dos custos de cada fonte. Estes custos também serão contabilizados no cálculo da expansão ótima do sistema de geração.

3.3 Evolução dos contratos do ACR para compor mix tarifário

a) Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF

A Medida Provisória 579 editada pelo governo em 2012 e, posteriormente, convertida para Lei 12.783/2013 assegurava, por meio do Art. 1º, a possibilidade de prorrogação da concessão de usinas hidroelétricas pelo período de 30 anos, condicionado ao enquadramento da comercialização da energia proveniente do empreendimento por meio de cotas de garantia física (CCGF) a preços regulados pela Aneel, capazes de remunerar os custos com operação e manutenção da usina. Em seu Art. 8º, esta mesma Lei garante a realização de licitação dos ativos, caso não haja a prorrogação da concessão, conforme estabelecido no Art. 1º. Entretanto, neste caso, o CNPE é responsável por determinar qual o percentual da garantia física será destinado ao mercado cativo e ao mercado livre, sendo a parcela do mercado cativo comercializada nos mesmos termos já explanados para os CCGFs. Esse percentual foi estabelecido na Resolução CNPE nº 12 como sendo: 70% para o ACR e 30% para o ACL.

O Decreto 7.805/2012 definia em seu Art. 8º que para fins de aferição de lastro de potência para cobertura de consumo das concessionárias de distribuição, deveria ser considerado o montante de 95% (noventa e cinco por cento) das cotas de garantia física de energia e de potência alocadas pelos CCGFs, o que em termos práticos representava a alocação, em termos contratuais, de apenas 95% da garantia física dos empreendimentos prorrogados ou relicitados à luz da MP 579/2012. Destaca-se que esse volume foi originalmente concebido como uma forma de proteção contra o risco hidrológico em nome do consumidor cativo, uma vez

que é ele o responsável por arcar pelos custos da não produção hidroelétrica associada a esses contratos. Após sucessivos anos hidrológicos abaixo da média histórica e observando os efeitos associados a esse risco hidrológico para o consumidor, próximos aos 70 R\$/MWh no ano de 2017 segundo memórias de cálculo utilizada e publicada pela Aneel nos processos tarifários, o Decreto 9.143/2017 reduziu, por meio do Art. 4º, o percentual da garantia física alocada contratualmente as distribuidoras para 90%, garantindo assim uma maior proteção em favor dos consumidores regulados.

Tendo em vista a legislação vigente, será considerada, no Cenário *Business as Usual*, a manutenção do regime de cotas de garantia física para as usinas cujas concessões já foram prorrogadas ou licitadas e para aquelas que porventura terão sua outorga vencendo dentro do horizonte de análise será também considerada sua conversão em CCGF, com 70% da garantia física destinada ao ACR e, desse percentual, apenas 90% serão alocados para fins contratuais.

A tabela abaixo apresenta as usinas hidroelétricas que serão convertidas em CCGF ao final do período de sua outorga.

UHE	Submercado elétrico	% GF destinada ao ACR	GF [MW médios]	CCGF	Início do CCGF
Paraibuna	SE/CO	70%	47,5	29,9	Out/2021
Itaúba	S	70%	180,5	113,7	Jan/2022
G. Bento Munhoz	S	70%	603,3	380,1	Jun/2023
M. de Moraes	SE/CO	70%	289,5	182,4	Nov/2023
Tucuruí	N	70%	4.019,1	2532,0	Ago/2024
Mascarenhas	SE/CO	70%	134,8	84,9	Ago/2025
Nova Ponte	SE/CO	70%	270,1	170,2	Ago/2025
Emborcação	SE/CO	70%	499,7	314,8	Ago/2025
Porto Primavera	SE/CO	70%	941,8	593,3	Jun/2028
Curuá Una	SE/CO	70%	24,8	15,6	Ago/2028
Igarapava	SE/CO	70%	19,7	12,4	Jan/2029
Segredo	S	70%	578,5	364,5	Dez/2029
Salto Caxias	S	70%	605,6	381,5	Jun/2030
Porto Estrela	SE/CO	70%	61,8	38,9	Ago/2032
Machadinho	SE/CO	70%	547,1	344,7	Ago/2032
Queimado	SE/CO	70%	67,9	42,8	Jan/2033
Dona Francisca	SE/CO	70%	75,9	47,8	Set/2033
Serra da Mesa	SE/CO	70%	637,5	401,6	Dez/2034
Manso	SE/CO	70%	87,8	55,3	Mar/2035
Irapé	SE/CO	70%	207,9	131,0	Mar/2035
Aimorés	SE/CO	70%	181,9	114,6	Jan/2036
Funil	SE/CO	70%	84,6	53,3	Jan/2036
São Salvador	N	70%	148,5	93,6	Mai/2037
Estreito	N	70%	641,0	403,8	Jan/2038

Existem ainda diversas discussões no setor a respeito de aprimoramentos no sistema vigente de CCGF, uma vez que ele, apesar de conferir preços contratuais baixos, imputa o risco hidrológico ao consumidor e engessa de sobremaneira o portfólio das distribuidoras – fatores esses que levam até ao questionamento sobre manutenção desse sistema de CCGF. Esses questionamentos ganham força especialmente em um contexto de completa liberalização do mercado de energia.

Portanto, nos cenários em que será simulada a liberalização do mercado de energia, os **CCGFs existentes serão desfeitos** ('descotização'), como forma de aumentar a liquidez de energia no mercado, e as concessões vencendo ao longo do horizonte de análise serão licitadas sem a necessidade de alocação de energia ao ACR. Nestes cenários, as distribuidoras farão recontrações, por meio de leilões de energia existente, a preços de mercado e em volumes necessários para cobrir eventuais déficits contratuais gerados por essa 'descotização'.

b) Itaipu

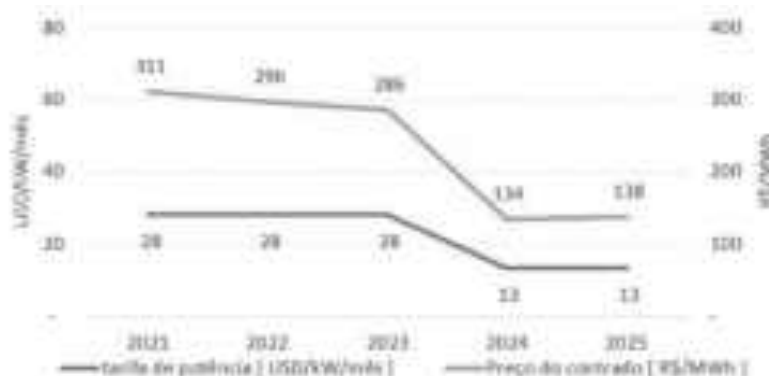
O Decreto 4.550/2002 estabelece as condições para comercialização da energia de Itaipu. O caput do Artigo 11 deste decreto determina que a Aneel deverá homologar, anualmente, a potência contratada e o montante de energia elétrica referentes a cada concessionário de distribuição localizado nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste. Portanto, o volume destinado as distribuidoras não são resultado de uma estratégia de contratação, mas sim uma obrigação regulatória.

Cabe destacar que o §3º do Artigo 11 deste mesmo decreto determina ainda que os riscos hidrológicos associados a geração de Itaipu devem ser assumidos pelas concessionárias de distribuição cotistas, na proporção do montante de energia a elas alocado. Portanto, o custo associado a contratação da energia de Itaipu é composto pela tarifa fixa, homologada anualmente pela Aneel, que visa recuperar os custos de investimento e operação e manutenção da usina, e por eventuais despesas no mercado de curto prazo em decorrência da não geração por questões hidrológicas.

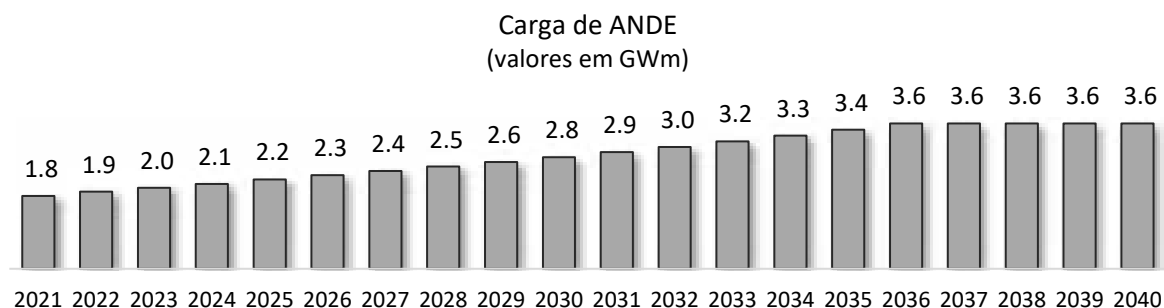
Ao final de 2023 o Anexo C do Tratado de Itaipu, parte do texto que trata das condições comerciais da comercialização da energia de Itaipu entre Brasil e Paraguai, estará vencido. Até o momento, tímidas iniciativas para renegociação desse texto têm sido observadas de parte a parte.

Tendo isto em vista, será considerado, no Cenário *Business as Usual*, a manutenção das condições comerciais atuais do Anexo C do Tratado de Itaipu e a energia destinada ao Brasil será destinado ao ACR conforme estabelecido pelo Decreto 4.550/2002, isto é, será mantido o regime de cotas de potência de Itaipu para as distribuidoras do Sul e Sudeste.

Também ao final de 2023 haverá o término do pagamento referente a amortização da dívida do empreendimento e, portanto, espera-se uma queda relevante no custo da energia de Itaipu, conforme mostrado no gráfico abaixo.



Hoje, por não realizar o consumo integral da parcela de energia destinada ao Paraguai, o excedente de ANDE é revendido ao Brasil. No entanto, com a perspectiva de barateamento dessa energia, conforme mostrado acima, projeta-se um crescimento da demanda paraguaia pela energia da hidrelétrica de Itaipu até, em 2035, atingir 50% da garantia física da usina, conforme mostrado no gráfico abaixo. Ressalta-se que esta premissa utilizada está em linha com aquela do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, da EPE, que prevê suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio crescendo, aproximadamente, 5,4% ao ano.



Conforme mencionado, a energia de Itaipu, assim como os CCGFs, não é resultado de uma otimização da estratégia de contratação das distribuidoras o que, de certa forma, ajuda a engessar ainda mais os seus portfólios. Novamente, assim como no caso dos CCGFs, essa modalidade de contratação torna-se ainda mais indesejada em um ambiente de liberalização.

Portanto, nos cenários em que será simulada a liberalização do mercado de energia, as cotas de potência de Itaipu serão extintas e a energia da usina será disponibilizada para contratação a todos os agentes a preços de mercado (curva *Forward*) como forma de aumentar a liquidez.

c) Leilões de energia existente

Propõem-se a manutenção das regras observados nos últimos leilões, isto é, contratos de 2 anos de duração para renovação do Montante de Reposição – contratos que expiram, ou sofrem reduções, a cada ano – e contratação da “recuperação de mercado”⁷, quando necessário.

Os preços dos contratos considerados serão estimados com base nas estimativas da PSR para os preços de venda de contratos de 2 anos no mercado livre (custo de oportunidade do gerador) e dependerão de um conjunto de fatores (expansão, liberalização do mercado, entre outros).

d) Leilões de Energia Nova

Propõem-se que a simulação da contratação das distribuidoras em Leilões de Energia Nova futuros seja realizada de maneira a suprir o crescimento de sua carga cativa. Os preços dessa contratação são dependentes das premissas associadas à expansão dos cenários, discutidas anteriormente. Os volumes dessa contratação dependerão do cenário regulatório simulado (e.g. liberalização completa do mercado) e da evolução do mercado das distribuidoras (e.g. expansão da MMGD, migração de consumidores ao ACL, entre outros).

⁷ Definido no artigo 2 do Decreto 9.143/2017, que emendou o artigo 24 do Decreto 5.163/2004

3.4 Projeção de preços de Energia Convencional no Mercado Livre

A PSR desenvolveu o modelo de otimização OptPrice – baseado no conceito de equilíbrio de mercado⁸ – que calcula preços de energia no mercado livre convencional, considerando as regras e regulamentações do setor elétrico brasileiro. O modelo constrói as curvas de oferta do gerador (o montante de energia que ele está disposto a vender, a cada preço) e de demanda do consumidor (sua disposição a contratar, a cada preço) baseado nas perspectivas energéticas para o sistema elétrico. O ponto de interseção dessas curvas determina o preço do contrato.

De forma simplificada, o modelo calcula os preços no mercado livre convencional da seguinte forma:

- Determina o volume de energia negociada em contratos que, ao mesmo tempo, maximiza a receita do gerador e minimiza a despesa do consumidor;
- Para os geradores, o problema consiste em definir o montante de energia vendido em contratos considerando a incerteza da receita no mercado *spot*, devido à variabilidade da sua geração e do preço *spot*, e o seu custo de oportunidade de vender a energia no mercado de curto prazo (PLD + spread);
- Pelo lado do consumidor, o modelo calcula sua disposição a comprar contratos considerando que seu custo de oportunidade é comprar contratos no mercado de curto prazo (PLD + spread) e respeitando a obrigação (regulatória) de que todo consumo é obrigado a estar 100% contratado (aferido mensalmente através da média móvel dos últimos 12 meses);
- O modelo considera que os agentes são avessos ao risco e, portanto, suas decisões são baseadas na combinação convexa entre o Valor Esperado e o Conditional Value at Risk (CVaR) da distribuição de probabilidade da receita ou despesa.

O preço de cada contrato é obtido de maneira indireta neste problema de otimização, por meio da variável dual da quantidade ótima determinada pelo modelo.

Os principais inputs do modelo de otimização são:

1. As perspectivas de longo prazo para o PLD, GSF e geração renovável, que são resultados produzidos pela simulação do despacho hidrotérmico realizada pelo modelo SDDP
 - O PLD é o preço utilizado para liquidação do mercado de curto prazo.
 - O GSF tem impacto direto na exposição ao mercado de curto prazo das usinas hidroelétricas (risco hidrológico). Ele é calculado a partir dos cenários de geração hidroelétrica resultantes da simulação do despacho hidrotérmico.
 - A geração renovável também tem impacto direto na exposição ao mercado de curto prazo.
2. Disponibilidade de garantia física no mercado livre
 - A PSR calcula a disponibilidade de garantia física para contratação do mercado livre convencional – com base no seu caso de longo prazo – para avaliar o risco de liquidez dos consumidores livres, que são obrigados a estar 100% contratados.

⁸ Link para artigo: <https://arxiv.org/abs/1904.04225>

3.5 MRE e repactuação do risco hidrológico

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) consiste essencialmente em repartir a produção hidrelétrica total do sistema, como definida pelo ONS, entre os geradores hidrelétricos, em proporção às respectivas garantias físicas. Ele é equivalente a um condomínio de um prédio, onde cada condômino possui como cota a razão entre a sua garantia física e a garantia física total das hidrelétricas. Assim como nos condomínios sem medidores de água individuais, nos quais o custo total de consumo é alocado para cada morador em proporção à sua cota, no MRE os geradores recebem uma alocação da geração total hidrelétrica em proporção à sua garantia física, independentemente da sua geração individual. Esta alocação é utilizada por cada gerador, ao invés da sua produção física, para fins de contabilização e liquidação na CCEE, e tem a propriedade de compartilhar o risco hidrológico entre todos os participantes do condomínio, reduzindo consideravelmente o risco incorrido por cada gerador individualmente.

O compartilhamento do risco hidrológico através do MRE foi criado devido aos geradores hidrelétricos não terem controle sobre a sua produção física no despacho centralizado por custos. Poderia ser argumentado então que, em um ambiente de oferta de preços no mercado de curto prazo, o MRE poderia ser extinto. No entanto, a complicação no Brasil ocorre porque as cascatas hidrelétricas têm distintos proprietários.

Quando existem diferentes empresas operando na mesma cascata, o esquema de oferta de preço não induz a operação ótima do sistema. Isso ocorre porque o mercado de curto prazo somente remunera a energia produzida; o que não é suficiente para induzir a operação correta dos reservatórios. Um exemplo trivial é a existência de um reservatório “puro” a montante de uma cascata, que ao não possuir geração não é remunerado, embora o benefício econômico de transferir água dos períodos úmidos para os secos seja evidente.

Além da necessidade de existir algum esquema similar ao MRE no caso de oferta de preço, o princípio do respeito aos contratos dificulta o fim do MRE, devido a muitos geradores já terem vendido sua energia em contratos de longo prazo, cuja precificação foi baseada no mecanismo do MRE.

Nossa proposta para este projeto é que o mecanismo seja mantido, mesmo em um desenho de mercado baseado em oferta de preço, e que sua principal deficiência, relacionada à gestão dos riscos hidrológicos sistêmicos, seja tratada no cenário de desenho de mercado com oferta de preços. O MRE pode ser aprimorado para aumentar o incentivo operacional de seus participantes, mas não será foco deste projeto.

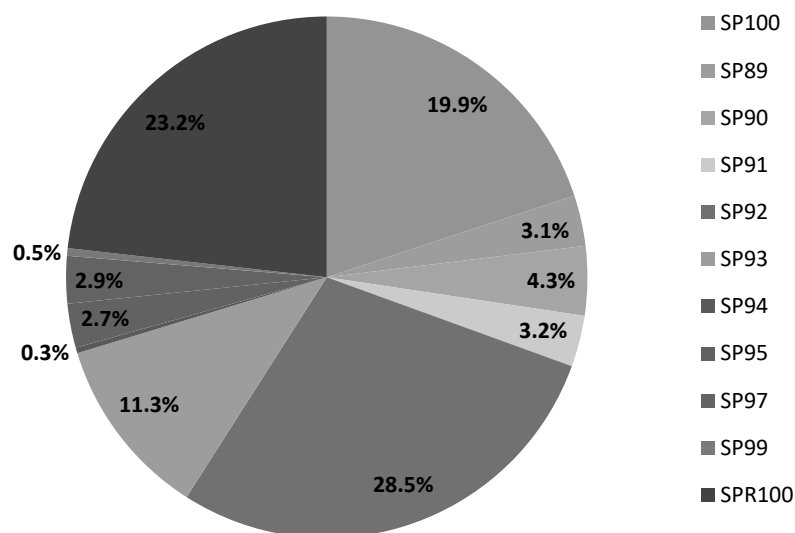
A Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, permitiu que os geradores hidrelétricos com contratos no ACR transferissem o risco hidrológico desse contrato para o consumidor, no que foi chamado Repactuação do Risco Hidrológico. Na repactuação do risco hidrológico do contrato o gerador deve escolher um produto, que é determinado por uma classe, um fator F e um prêmio de risco (que o gerador deverá pagar em favor dos consumidores). As classes de produtos disponíveis são P e SP, que diferem sobre a alocação da geração secundária (geração em montante além da garantia física). Na classe P ela fica com o gerador e na classe SP esse benefício vai para o consumidor. O fator F é um número inteiro que varia de 0 a 11 e que representa o nível de risco que o gerador aceita manter consigo. Assim, por exemplo, a classe P e o fator F igual a 6 determinam o produto P(100-F), ou seja, P94. Isso significa que o gerador vai arcar com o risco hidrológico do MRE de até 6% e que além disso (GSF < 94%) esse custo será pago pelo consumidor. Os prêmios de risco associados a cada combinação de classe e fator F são recalculados, todos os anos, pela Aneel. A repactuação de um contrato vige pelo prazo remanescente do contrato e, durante esse período, o prêmio que o gerador paga para o consumidor não é recalculado, mas é atualizado anualmente pelo IPCA. A tabela abaixo mostra os produtos e seus prêmios, válidos para 2021. .

Classe de Produto	Fator F	Produto	Prêmio unitário (R\$/MWh)
P	0	P100	27.65
P	1	P99	26.00
P	2	P98	24.40
P	3	P97	22.85
P	4	P96	21.37
P	5	P95	19.91
P	6	P94	18.53
P	7	P93	17.21
P	8	P92	15.97
P	9	P91	14.78
P	10	P90	13.62
P	11	P89	12.49

Classe de Produto	Fator F	Produto	Prêmio unitário (R\$/MWh)
SP	0	SP100	24.20
SP	1	SP99	22.55
SP	2	SP98	20.94
SP	3	SP97	19.40
SP	4	SP96	17.92
SP	5	SP95	16.46
SP	6	SP94	15.07
SP	7	SP93	13.76
SP	8	SP92	12.52
SP	9	SP91	11.33
SP	10	SP90	10.17
SP	11	SP89	9.03

Informações da CCEE⁹, de janeiro de 2021, dão conta de um montante de 13,8 GW médios de repactuações vigentes em 2021, sendo o produto mais escolhido o SP92.¹⁰

Repactuações vigentes em 2021



Esse estudo não pressupõe novas repactuações de contratos no ACR, respeita os prazos de vigência das repactuações firmadas. Além disso, nas simulações de vendas de contratos pelas distribuidoras para o mercado livre (nos cenários de abertura de mercado e migração de consumidores para o ACL), como trata-se

⁹ A planilha eletrônica com as informações das repactuações já realizadas – atualizada em 18 de janeiro de 2021 – encontra-se no anexo e também pode ser baixada a partir de: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_premio?_afzLoop=762008976486538&_adf.ctrl-state=17mj036gfb_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D762008976486538%26_adf.ctrl-state%3D17mj036gfb_5

¹⁰ A classe de produto SPR foi excluída em outubro de 2020 pela Aneel. Nessa classe, além das transferências do risco hidrológico e da energia secundária para o consumidor, o gerador também passava para o consumidor o risco da revisão da garantia física da usina. Para essa classe só havia a possibilidade de fator F igual a zero e o prêmio custava 10% do preço do contrato repactuado.

de operações financeiras lastreadas no montante total de contratos das distribuidoras (excluindo-se as cotas de energia: Proinfa, Angra I e II, Itaipu e Cotas de Garantia Física), o risco hidrológico dos contratos repactuados continua sendo pago pelas distribuidoras, ultimamente pelos consumidores cativos.

Pelo princípio do respeito aos contratos, propõe-se neste projeto manter a repactuação do risco hidrológico. No entanto, é necessário um tratamento especial no caso de desenho de mercado onde há oferta de preços para o despacho das usinas. Afinal, o princípio da oferta de preço é que os geradores hidrelétricos possuem gerenciamento dos riscos de mercado, o que não é possível se estes riscos forem sempre repassados para o consumidor final. Dentro do espírito de não violar contratos, propõe-se neste projeto que os geradores repactuados ofertem, como preço da energia no mercado de curto prazo, o valor da água calculado pelos modelos de despacho por custo.

3.6 Contratação de lastro de potência e energia

3.6.1 Leilões de Lastro de Energia

Nos casos em que serão considerados a realização de um leilão centralizado de lastro, consideraremos explicitamente o pagamento do produto lastro de energia aos geradores, além dos pagamentos pela energia em si (através de contratos de energia ou dos preços de curto-prazo). Será assumido que a oferta entrante deveria receber um pagamento para complementar sua receita de com a venda de contratos de energia, caso estas não fossem suficientes para a sua viabilidade econômica, considerando a sua aversão a risco.

Para isto, calcularemos a diferença entre a receita requerida pelos geradores selecionados pelo modelo de expansão e o valor esperado da sua remuneração ajustado a risco obtido da execução do modelo. Por fim, consideraremos que o preço do lastro de energia é o montante que cobriria esta diferença de remuneração do gerador entrante – em vez de, por exemplo, a consideração de uma menor expansão até que os custos da energia assumissem maiores valores, elevando assim a receita dos agentes no mercado de contratos ou até mesmo no mercado *spot*. Desta maneira, o lastro de energia assume um sentido econômico, que é a receita adicional necessária para viabilizar os agentes da expansão ótima. Finalmente, ressalta-se que o pagamento de lastro de energia se restringirá aos novos agentes da expansão¹¹.

3.6.2 Leilões de Lastro de Potência

Com a crescente participação renovável na matriz elétrica brasileira e o conseqüente aumento da intermitência da geração associada, tem-se discutido cada vez mais no Brasil a capacidade do sistema de atender a demanda de ponta e a necessidade de criação de mecanismos que incentivem a contratação de recursos capazes de prover o serviço de atendimento a esta demanda, como o referido na Lei 14.120/2021.

Restam ainda questões a serem endereçadas nesse tema, como por exemplo:

- Qual deveria ser a demanda instantânea mínima que os recursos do sistema deveriam capazes de atender?
- Qual a efetiva contribuição de cada tecnologia, ou eventualmente máquina, para garantir esse atendimento?
- Como remunerar os agentes pelos serviços prestados ao sistema?

¹¹ Uma maneira de interpretar isso é que o sistema existente já está amplamente contratado provendo energia e lastro de produção em seus contratos atuais

No sentido de fomentar a discussão e apresentar resultados quantitativos, propõem a seguir premissas para cada um dos pontos elencados acima.

a) Requisito de potência

Para endereçar a questão do requisito de potência, propõem-se que a demanda instantânea mínima que o sistema deve ser capaz de atender é equivalente a 105% da demanda máxima projetada para o sistema em determinado ano. Isto quer dizer que o sistema, em teoria, teria condição de atender à ponta, com certa folga para eventuais imprevistos e indisponibilidades.

b) Contribuição de cada tecnologia ao atendimento do requisito de potência

A segunda questão diz respeito a quanto cada tecnologia pode prover de potência nas horas de ponta do sistema. Em diversos mercados, esta determinação está relacionada com a “despachabilidade” dos equipamentos ou com a sua contribuição histórica nesses períodos.

Usualmente na experiência internacional, utiliza-se para as centrais termelétricas a sua potência nominal descontada as suas previsões de indisponibilidade e taxas de falha. No caso das hidrelétricas, sua contribuição está geralmente associada à sua capacidade de atendimento à ponta em situações de escassez hídrica. Já no caso de centrais renováveis não convencionais, há uma diversidade muito grande na experiência internacional: desde casos em que as renováveis não possuem potência firme associada a elas até casos em que se utiliza alguma estatística associada aos aportes históricos de tais centrais nas horas de ponta.

Portanto, as seguintes premissas de potência firme foram adotadas para cada uma das tecnologias presente no cenário de expansão:

	Hidrelétricas	Gás (CC)	Gás (CA)	Eólica	Solar	Biomassa
Potência firme (% da capacidade)	76,9%	95,5	95,5	variável	variável	90,5

Como é possível notar, a potência provida por centrais renováveis é variável, porque cada uma tem um comportamento sazonal e horário diferente. Soma-se a isso o fato de não estar definido em regulação se estas centrais poderiam prover este produto – nem o quanto poderão proporcionar. Neste sentido, realizaremos variações no valor considerado para a contribuição das centrais renováveis.

c) Precificação do Lastro de Potência

Por fim, há de se endereçar como ocorreria a remuneração dos agentes pela prestação dos serviços de potência ao sistema. Propõem-se, portanto, que preço do lastro de potência seja calculado como o valor da variável dual da restrição de potência firme do modelo de expansão (OptGen), que é representada explicitamente. Isto é, se a expansão de mínimo custo do sistema não cumprir com a restrição de capacidade firme, o modelo “importará” a entrada de mais capacidade para que a restrição seja cumprida. Isto gera um valor positivo à variável dual da restrição de capacidade (em R\$/kW), que é interpretado como o valor do lastro de potência, isto é, quanto a demanda estaria disposta a pagar pela unidade marginal que estaria provendo o serviço de atendimento à ponta (além dos pagamentos via mercado de energia).

3.7 Demais questões

a) Tratamento dos contratos legados

Conforme discutido anteriormente, no marco atual do setor os consumidores são obrigados a estar 100% contratados e, no caso do ACR, esta compra de energia é feita pelas Distribuidoras. Estes agentes podem repassar para as tarifas de seus clientes custos de contratação de energia de até 105% da demanda. A liquidação de contratos no caso de sobre-contratação acima de 105% é de responsabilidade dos acionistas das distribuidoras.¹²

Como os contratos do ACR podem ter duração de até 30 anos, caso da contratação de PCH e UHE nos leilões de energia nova, uma grande preocupação com a abertura do mercado, e eventual migração de consumidores para o ACL, é o tratamento destes contratos legados. As figuras abaixo mostram a visão de janeiro de 2021 dos volumes de contratos legados, as durações de seus diferentes tipos e o quanto eles representam da demanda total do SIN até 2040.

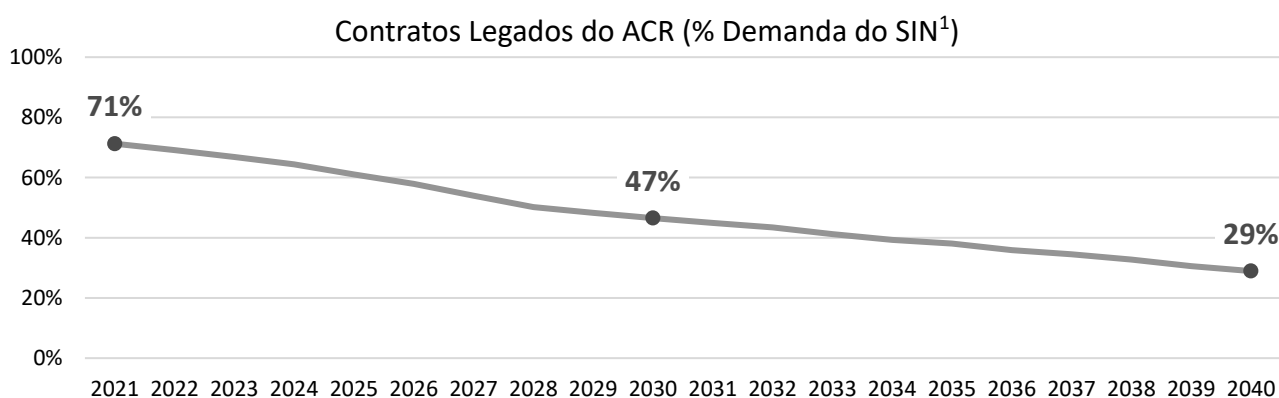
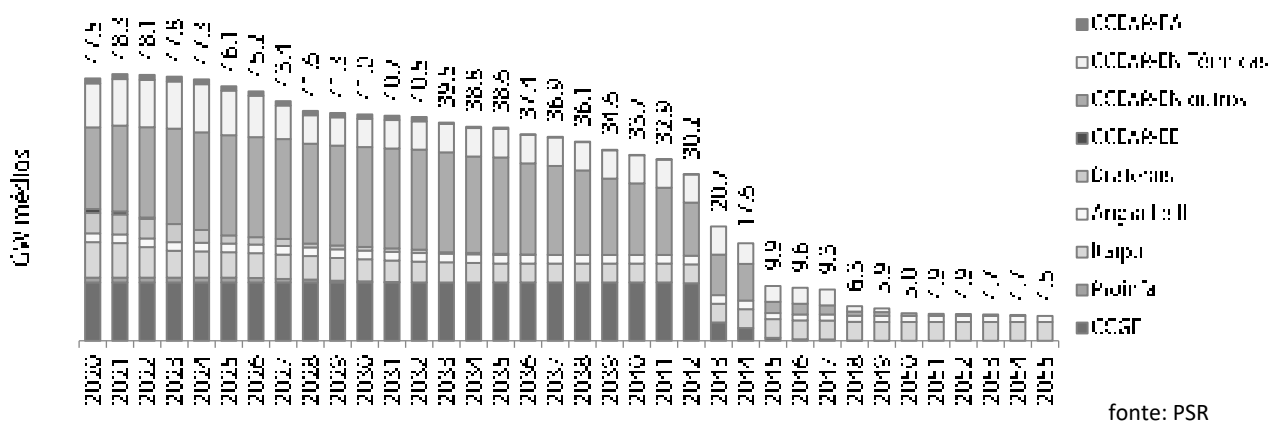
Os contratos legados foram compilados de informações disponibilizadas pela Aneel, quando da revisão ou reajuste tarifário da distribuidora (planilha Sparta¹³) e via Resoluções Homologatórias (definição de cotas de energia da hidrelétrica de Itaipu, dos geradores do Proinfa, das usinas nucleares Angra I e II e das hidrelétricas participantes do regime de cotas de garantia física), e pela CCEE (resultados dos leilões¹⁴ centralizados e rodadas de MCSD e MVE¹⁵). Além dessas informações, as seguintes premissas foram utilizadas: (i) término do Proinfa ao final de 2031, (ii) crescimento da demanda Paraguaia pela energia da hidrelétrica de Itaipu até, em 2035, atingir 50% da garantia física da usina, (iii) retirada dos contratos de cotas de energia da usina nuclear de Angra I (que entrou em operação comercial em 1985) no final de 2045. Ressalta-se que não existe premissa de nova contratação em leilões de energia nova ou energia existente em 2021, ou seja, cada novo leilão aumenta estes legados. Com relação à premissa de crescimento da carga Paraguaia, e consequente aumento do seu *take* da energia de Itaipu, ressaltamos que a premissa utilizada está em linha com aquela do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, da EPE, que prevê suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio crescendo, aproximadamente, 5,4% ao ano.

¹² O repasse dos custos à tarifa do consumidor pode corresponder a percentual superior a 5% de excesso de contratos mediante reconhecimento do regulador (Aneel) de que o excesso fora causado por situações alheias à distribuidora e que a companhia tenha atuado ativamente na tentativa de combater seus efeitos (sobrecontratação). Esse volume excedente é classificado como exposição involuntária a distribuidora e essa lógica se aplica na eventualidade da subcontratação (contratação abaixo de 100% da carga), ou seja, se os custos de compra de energia no mercado de curto prazo, à PLD, serão arcados pelos acionistas das distribuidoras ou se poderão ser repassados às tarifas dos consumidores.

¹³ Entre outras coisas, a planilha Sparta apresenta o portfólio de contratos da distribuidora vigentes pelos 12 meses seguintes à data de reajuste/revisão tarifária.

¹⁴ A planilha eletrônica de Resultado Consolidado dos Leilões pode ser baixada a partir de: https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_af-Loop=405035326340552&_adf.ctrl-state=16x2fq8vj5_82#!%40%40%3F_af-Loop%3D405035326340552%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3D16x2fq8vj5_86

¹⁵ As planilhas eletrônicas com os resultados dos processamentos de MCSD e do MVE são disponibilizados por meio de comunicados da CCEE, que podem ser encontrados em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados?_adf.ctrl-state=16x2fq8vj5_86&tipo%3DResultado+Consolidado%26assunto%3DLeil%C3%A3o%26=&_af-Loop=405145614319755#!



¹ Demanda do SIN do caso de referência e no Centro de Gravidade. (referência para contratação)

Observa-se que atualmente estes contratos correspondem a 71% da demanda do SIN, o que é coerente com a participação de 68% do ACR na demanda total.

Para gerenciar a migração para o ACL, as distribuidoras possuem atualmente dois mecanismos principais: (i) a descontração de energia existente e (ii) o Mecanismo de Venda de Excedentes – MVE¹⁶ de energia. O primeiro mecanismo é praticamente inócuo, pois é aplicado apenas aos contratos de energia existente na modalidade por quantidade, que atualmente somam apenas 500 MW médios no portfólio das distribuidoras. Já o segundo mecanismo não garante a recuperação dos custos dos legados, uma vez que o excedente é vendido a preços de mercado, que possuem grande chance de estarem abaixo do preço dos contratos legados, cuja média atual está acima de 180 R\$/MWh.

Conclui-se, portanto, que os mecanismos atuais para o gerenciamento da sobre-contratação causada pela migração de consumidores para o mercado livre não são suficientes para o correto tratamento dos custos dos contratos legados ou trazem um risco regulatório muito grande a distribuidora, diminuindo assim sua

¹⁶ As simulações de vendas de contratos pelas distribuidoras para o mercado livre, quando aplicável, considera o disposto no inciso I, art. 5º da Resolução Aneel 824/2018, que estabelece que o efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora: resultado financeiro da venda de contratos cuja apuração apresente resultado negativo é atribuído à distribuidora e, caso contrário, compartilhado entre distribuidora e consumidores.

eficácia. Neste sentido, nas simulações que serão realizadas não são consideradas as vendas de energia por parte das distribuidoras no MVE.

Ressalta-se que esse passivo pode ficar no futuro com a distribuidora, caso não haja revisão do limite de 5% de sobre-contratação, ou ser repassado para o consumidor final, o que elevaria a tarifa, tornando ainda mais atrativa a migração para o ACL.

Nas simulações desse projeto, nos cenários de abertura de mercado e migração para o ACL, o tratamento aos contratos legados será feito respeitando-se os contratos (princípio lembrado em muitas das entrevistas, relatadas no Relatório 2). O tratamento aos custos dos contratos legados será feito com base na proposta que constava da consulta Pública MME 33/2017 e que também aparece no Projeto de Lei do Senado – PL 414/2021: *"Os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15 e 16 desta Lei, observados os mecanismos de ajuste de sobras e déficits de energia elétrica disponíveis e o princípio de máximo esforço, serão alocados a todos os consumidores dos ambientes de contratação regulada e livre, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica."* Essa não é, no entanto, uma premissa de consenso, como pode ser observado nas respostas dos entrevistados no Relatório 2.

b) Tarifa de suprimento para o consumidor final

As tarifas de fornecimento de energia elétrica (TF) são divididas de duas principais maneiras: Parcela-A + Parcela-B ou Tarifa de energia (TE) + Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A Tarifa de Energia (TE) é cobrada apenas dos consumidores regulados (ou cativos) e em R\$/MWh. Seu valor é igual para todos os consumidores – atendidos pela mesma distribuidora – independentemente do nível de tensão em que estão conectados à rede de distribuição (seu grupo tarifário). Esta componente inclui a Compra de Energia, Perdas elétricas da Rede Básica, Transporte da energia de Itaipu, encargo do P&D, ESS e EER.

Já a TUSD é cobrada de todos os consumidores (consumidores regulados e livres) conectados à (supridos via) rede de distribuição. A TUSD possui elementos cobrados em R\$/MWh e em R\$/kW, e seu valor depende do nível de tensão no qual os consumidores estão conectados à rede de distribuição (seu grupo tarifário). Na tarifa monômnia, que é a modalidade utilizada para os consumidores de baixa tensão, a TUSD é cobrada apenas em R\$/MWh.

A Parcela-A envolve os custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão e de encargos setoriais. São custos sobre os quais a distribuidora tem pouca ou nenhuma gerência e, portanto, são repassados às tarifas dos consumidores. A arrecadação de valores diferentes dos previstos, por variação de mercado, deve ser compensada no ciclo tarifário seguintes (a regulação estabelece que as distribuidoras devem ser neutras aos efeitos da variação de mercado na arrecadação dos itens da Parcela-A).

Já Parcela-B incorpora os custos relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, como custos operacionais, remuneração dos investimentos e quota de reintegração (depreciação). São os custos gerenciáveis da empresa, e a tarifa cobrada do consumidor - definida pelo regulador - pode não refletir os reais custos das distribuidoras. Não há garantia de neutralidade, por variação de mercado, para a Parcela-B.

A discussão sobre mudança tarifária é importante no contexto de avaliação da sustentabilidade do negócio de distribuição em situação de redução do consumo dos clientes de baixa tensão das distribuidoras, o que reduziria a base de pagadores da TUSD que, por ser uma componente da Parcela B, resultaria em aumento do pagamento da TUSD para os demais consumidores. Esta discussão, portanto, é importante no contexto de avaliação do impacto da Geração Distribuída e eficiência energética.

Conforme discutido, o projeto em tela tem como foco discussões centradas na operação do mercado de curto prazo, na expansão coordenada de expansão e transmissão e na dinâmica entre o mercado livre e o mercado regulado. O negócio de redes de distribuição não é tratado no Termo de Referência do projeto.

Como o objetivo do projeto não é analisar sustentabilidade do negócio de redes das distribuidoras e diferentes trajetórias da geração distribuída e análises de novas estruturas tarifárias, propõe-se manter a tarifa monômnia para o consumidor de baixa tensão e utilizar premissa de aprimoramento regulatório para o mecanismo de compensação da geração distribuída da Resolução ANEEL 482.

3.8 Medida Provisória 1.031/2021

A Medida Provisória (MP) 1.031/2021 que dispunha sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás foi recentemente aprovada na Câmara dos Deputados e seguiu, no dia 25 de junho de 2021, para a sanção presidencial do Projeto de Lei de Conversão nº 7, de 2021.

Como previsto pela legislação, durante a sua tramitação na Câmara dos Deputados e no Senado Federal, esta MP recebeu uma série de emendas dos parlamentares – algumas na direção de aprimorar o objetivo inicial da medida provisória (criar base legal para desestatização da Eletrobrás) e outras de natureza diversa.

Dentre estas emendas de outra natureza, algumas possuem impacto direto nas perspectivas de expansão da matriz elétrica brasileira e, portanto, devem ser consideradas como premissas para a construção da base do cenário eletroenergético de referência.

a) Contratação de Reserva de Capacidade

O Art. 20 desta MP determina que o poder concedente contratará, até 2030, 8 GW de reserva de capacidade, nos termos dos arts. 3º e 3º-A da Lei 10.848/2004, a partir de geração termelétrica movida a gás natural com inflexibilidade de, no mínimo, 70%.

No caput e nos parágrafos deste artigo são determinados ainda os volumes a serem contratados em cada ano dentro deste horizonte e a localização preferencial dos empreendimentos, conforme ilustrado na figura abaixo.



Sendo assim, será considerado no cenário de referência a entrada obrigatória destas termelétricas, conforme o cronograma ilustrado acima.

Ressalta-se ainda que há uma incerteza sobre a modalidade de contratação destas usinas. Isto porque a Lei determina apenas que elas serão contratadas como reserva de capacidade, porém não é assertiva se será por Reserva de Capacidade de Energia (conforme exposto no Decreto nº 6.353/2008) ou Reserva de Capacidade de Potência (conforme exposto no Decreto nº 10.707/2021).

Destaca-se que este é um ponto muito sensível e que pode, de certa forma, inviabilizar estes empreendimentos, uma vez que o caput deste mesmo artigo restringe o preço máximo ao equivalente ao preço-teto para geração a gás natural do Leilão A-6 de 2019, corrigido pelo IPCA.

Caso a contratação se dê por Reserva de Capacidade de Potência, entende-se que o vendedor poderia vender, por meio de contratos, a energia associada ao empreendimento – o que por sua vez implica na necessidade de contratação por parte da demanda – ou auferir os efeitos da venda da produção da usina no mercado spot (usina Merchant) – o que traz riscos significativos ao fluxo de caixa do projeto, dada a alta volatilidade do preço spot e a incerteza associado ao despacho termelétrico.

Já no caso da contratação por Reserva de Capacidade de Energia, a energia associada ao empreendimento é alocada ao contratante, portanto, ao sistema e liquidada no mercado *spot*, com os efeitos desta liquidação utilizados para abatimento da Receita Fixa do contrato. Ademais, a garantia física associada a este tipo de contrato não forma lastro contratual.

Portanto, considerando as perspectivas de manutenção da sobre-contratação do mercado cativo no horizonte de entrada desses empreendimentos e a dificuldade de termelétricas negociarem no mercado livre, **será adotado no cenário de referência a contratação destas usinas por meio de um Leilão de Energia de Reserva** cuja Receita Fixa ofertada pelos empreendimentos será calculada a partir da atualização do preço-teto para o gás natural do Leilão A-6 de 2019.

b) Contratação de centrais hidrelétricas

Uma outra emenda acatada pelo Relator que tem impacto direto na construção do cenário eletroenergético é a destinação de, no mínimo, 50% da demanda declarada pelas distribuidoras nos Leilões A-5 e A-6 à contratação de centrais hidrelétricas com até 50 MW de capacidade. De acordo com a redação do Art. 21, esta reserva de mercado será mantida até que seja atingida a contratação de 2 GW, a partir de quando o *take* se tornará 40% da demanda declarada pelas distribuidoras nestes certames. Estas restrições serão válidas até os leilões A-5 e A-6 que ocorrerão em 2026.

Neste sentido, para o cenário de referência será estimado a necessidade de contratação de energia nova das distribuidoras nos certames que ocorrerão até 2026 e, a partir destes volumes, serão calculados os montantes de centrais hidrelétricas até 50 MW que entrarão no cenário de acordo com a regra exposta acima.

c) Postergação dos contratos do Proinfa

Por fim, um último ponto aprovado na MP que segue para sanção presidencial foi a possibilidade de renovação dos contratos do Proinfa. O Art. 23 da versão final do texto traz no seu inciso I a possibilidade de um aditivo contratual que estenderia o prazo de validade dos contratos atuais por 20 anos, contados a partir da data de término vigente, assim como a outorga dos projetos. Como contrapartida, os geradores teriam seus contratos reajustados, já a partir de 2022 ao preço-teto do Leilão A-6 de 2019, o que implica em uma redução para as eólicas e PCHs e em um aumento para os empreendimentos a biomassa, e perderiam o direito ao desconto na ‘tarifa fio’ que possuem atualmente.

Destaca-se que essa decisão de postergação ou não será muito particular e deve ser analisado caso a caso, uma vez que as contrapartidas exigidas reduzem receitas (preço menor) e aumentam custos (passam a pagar a “tarifa fio cheia”) no curto prazo e podem agregar valor no longo prazo.

Portanto, para o cenário de referência não será considerada a prorrogação dos contratos atuais do Proinfa.

4 Próximos Passos

Este relatório apresenta todas as premissas propostas para cada um dos cenários, que foram desenvolvidas com base em:

- a) referências oficiais, como o PDE elaborado pela EPE ou notas técnicas da ANEEL;
- b) regulação vigente, projetos de lei e discussões regulatórias em andamento;
- c) experiência de mais de 30 anos da PSR
- d) observações de experiências pregressas, tanto nacionais, quanto internacionais (incluindo marcos legal e regulatório vigentes)
- e) entrevistas apresentadas no Produto 2 (entrevistas).

A partir das premissas gerais e aquelas específicas por cenário, a PSR elaborará na sequência desse projeto as bases de dados dos modelos computacionais para elaborar os oito cenários a serem estudados. A base de dados para a realização das simulações é composta por diversas referências, tais como: Plano Mensal de Operação do ONS, Plano Decenal de Energia elaborado pela EPE, base de contratos da CCEE e revisões tarifárias da ANEEL.

Uma vez elaborada a Base de Dados, a próxima atividade consiste nas simulações que visam estabelecer o custo total do suprimento de eletricidade para cada classe de consumo. De maneira simplificada, esse custo resulta da soma de quatro parcelas: (i) custo de adquirir a energia, incluindo reservas de geração; (ii) custo de infraestrutura e serviços auxiliares: transmissão/distribuição, suporte reativo, compensação por perdas etc.; (iii) encargos por razões de política energética (compensação de tarifas nos sistemas isolados, incentivos, subsídios etc.); e (iv) impostos e tributos.

Nesta etapa do projeto serão calculados os custos das parcelas (i) e (ii) acima. O custo da energia depende basicamente da remuneração da soma dos custos de investimento e operação das unidades geradoras. Portanto, o primeiro passo é determinar um cenário de *expansão da capacidade de geração/transmissão* ao longo do período de estudo. Dependendo do desenho do mercado, o “driver” principal desta expansão de capacidade será diferente.

Por exemplo, no desenho “business as usual” (BAU), a expansão é basicamente determinada pelo seguinte conjunto de mecanismos regulatórios: (i) demanda deve estar 100% contratada e o montante contratado deve estar respaldado por garantia física; (ii) o suprimento da demanda do ACR é realizado através de leilões de contratos; e (iii) o governo pode determinar a contratação de capacidade de geração adicional (energia de reserva) caso considere que a expansão resultante dos mecanismos (i) e (ii) não atende os critérios sistêmicos de confiabilidade de suprimento.

No outro extremo, o principal sinal econômico para a expansão da capacidade em um desenho de mercado “100% liberalizado” será o preço “spot”, formado por esquemas de oferta de preços dos geradores. Se houver escassez de oferta de geração, o preço “spot” aumenta, tornando atraente a remuneração dos investimentos em nova capacidade. Como se sabe, este é um processo de equilíbrio dinâmico entre oferta e remuneração, pois a entrada de nova oferta reduz o preço “spot”.

A metodologia adotada para expansão da capacidade dependerá do processo de formação de preços de curto prazo no desenho de mercado que está sendo avaliado: (a) preços “spot” calculados por modelos computacionais (situação atual); (b) preços “spot” calculados por oferta.

Para o cálculo dos preços spot, as ferramentas computacionais simularão a operação horário do SIN para cada dia/semana de modo a obter a operação de mínimo custo, com *Preços/quantidades definidos por*

oferta. Os preços spot também são calculados a partir de um modelo de otimização operativa com resolução horária, muito parecido com modelo operativo, a diferença é que as decisões de *unit commitment* estão fixadas nos valores ótimos calculados pelo modelo de operação. Como consequência, um problema de otimização de programação linear (PL) é resolvido e os preços “spot” são os *custos marginais* (“preços sombra”) associados às equações de atendimento à demanda na solução ótima do PL.

A partir de cenários de preços spot são definidos contratos entre a nova capacidade de geração definida e para a geração existente e os agentes de consumo no ACR e ACL. O modelo OptFolio é utilizado para definir o montante ótimo de contratos entre geração. O objetivo é maximizar a soma do “welfare” das empresas de geração e grupos consumidores.

Métricas para comparar as diversas alternativas de desenho serão feitas, examinando:

- Custo médio e incremental de suprimento para cada segmento de consumo, decomposto nas seguintes parcelas: (i) energia: como visto acima, valor presente do valor esperado (ajustado a risco) de adquirir energia (contratos mais compras no “spot”); (ii) infraestrutura de transmissão/distribuição e serviços auxiliares; (iii) encargos e subsídios; e (iv) impostos.
- Segurança de suprimento de energia – dado pela soma do custo de racionamento e do custo de interrupção.

Na organização atual, os quatro primeiros cenários serão entregues no Produto 4, enquanto os cenários seguintes farão parte do Produto 5. Uma breve descrição dos casos é apresentada a seguir:



Finalmente será feita uma seleção da alternativa mais adequada, para a qual será desenhado um *roadmap* de transição. Essa alternativa será a que apresentar menor evolução dos custos referentes aos serviços de geração e aos custos de infraestrutura.

Para justificar a decisão pelo cenário desejável, serão apresentadas as distribuições de probabilidade dos impactos tarifários junto aos consumidores, apontando quais as principais preocupações, pontos de atenção, vantagens e desvantagens de cada cenário.

5 BIBLIOGRAFIA

- AEMO. 2019. "CHG0054651: Planned System Change - 2019/20 Update in EMMS Production - MPC/CPT/TLFs/DLFs Values." Australian Energy Market Operator. 20 2019. <http://52.63.206.133/>.
- Andersson, Roland, and Mats Bohman. 1985. "Short and Long-Run Marginal Cost Pricing: On Their Alleged Equivalence." *Energy Economics* 7 (4): 279–99.
- Barroso, L.A., H. Rudnick, R. Moreno, and B. Bezerra. 2007. "Ensuring Resource Adequacy with Auctions of Options and Forward Contracts." In *Proceedings of IEEE PES General Meeting*.
- Barroso, Luiz Augusto, Sergio Granville, Pedro David, and Álvaro Veiga. 2003. "Contratação e Aversão Ao Risco No Despacho Competitivo Da Geração." In *XVII SNTPEE*.
- Battle, C., P. Rodilla, and P. Mastopietro. 2021. "Markets for Efficient Decarbonization." *IEEE Power & Energy Magazine*, 2021.
- BEZERRA, B., L.A. Barroso, and M.V. Pereira. 2011. "Bidding Strategies With Fuel Supply Uncertainty in Auctions of Long-Term Energy Call Options." *IEEE Transactions on Power Systems*, 6, , 653–60.
- Comitê de Revitalização. 2002. "Comitê de Revitalização Do Modelo Do Setor Elétrico: Relatórios de Progresso."
- Conejo, Antonio J., Francisco Javier Nogales, and José Manuel Arroyo. 2002. "Price-Taker Bidding Strategy under Price Uncertainty." *IEEE Transactions on Power Systems* 17 (4): 1081–88. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.804948>.
- Cramton, Peter, Axel Ockenfels, and Steven Stoft. 2013. "Capacity Market Fundamentals." *Economics of Energy & Environmental Policy* 2 (2). <https://doi.org/10.5547/2160-5890.2.2.2>.
- Cramton, Peter, and Steven Stoft. 2006. "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity." Working Paper. <http://drum.lib.umd.edu/handle/1903/7056>.
- EPE. 2020. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2030."
- Gross, George, and David Finlay. 2000. "Generation Supply Bidding in Perfectly Competitive Electricity Markets." *Computational & Mathematical Organization Theory* 6 (1): 83–98. <https://doi.org/10.1023/A:1009677326718>.
- Instituto Escolhas. 2017a. "Custos e Benefícios Das Fontes de Geração Elétrica - Caderno de Infraestrutura." ———. 2017b. "Custos e Benefícios Das Fontes de Geração Elétrica - Caderno Principal."
- Joskow, Paul. 2008. "Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design." *Utilities Policy* 16 (3): 159–70.
- Joskow, Paul L. 2006. "Competitive Electricity Markets And Investment In New Generating Capacity." 0609. Working Papers. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://ideas.repec.org/p/mee/wpaper/0609.html>.
- Junqueira, M., L.C. Costa, L.A. Barroso, G.C. Oliveira, L.M. Thomé, and M.V.F. Pereira. 2007. "An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets." *IEEE Transactions on Power Systems* 22 (4).
- Kelman, R., L. A.N. Barroso, and M. V.F. Pereira. 2001. "Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems." *IEEE Transactions on Power Systems* 16 (3): 354–59. <https://doi.org/10.1109/59.932268>.

- L.A.Barroso; B.Bezerra; J.Rosenblatt; A.Guimarães; M.V.Pereira. 2006. "Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform." In *IEEE PES General Meeting*. Montreal.
- Lino, P., M.V. Pereira, L.A. Barroso, R. Kelman, and M. Fampa. 2003. "Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets." *Annals of Operations Research*, 81–97.
- Lino, Priscila, Luiz Augusto N. Barroso, Mario V.F. Pereira, Rafael Kelman, and Márcia H.C. Fampa. 2003. "Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets." *Annals of Operations Research* 120 (1–4): 81–97. <https://doi.org/10.1023/A:1023322328294>.
- McRae, Shaun D., and Frank A. Wolak. 2013. "How Do Firms Exercise Unilateral Market Power? Empirical Evidence from a Bid-Based Wholesale Electricity Market." *The Manufacturing of Markets: Legal, Political and Economic Dynamics*, 390–420. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107284159.024>.
- Nazaré, Felipe, Gabriel Cunha, and João Pedro Bastos. 2019. "Uma Metodologia Para Ofertas de Preços No Setor Elétrico Brasileiro: Avaliação e Impactos." In *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.
- Potomac Economics. 2020. "2019 State Of The Market Report For The Ercot Electricity Markets." <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2020/06/2019-State-of-the-Market-Report.pdf>.
- Simba, Julio. 2005. "Despacho e Formação de Preços de Energia Elétrica Através de Leilões Em Sistemas Predominantemente Hidráulicos." UFRJ.
- Wen, F.S, Felix F Wu, and Y.X Ni. 2004. "Generation Capacity Adequacy in the Competitive Electricity Market Environment." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 26 (5): 365–72. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2003.11.005>.
- Wolak, Frank A. 2020. "Wholesale Electricity Market Design." <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

AIR – Análise de Impacto Regulatório: procedimento que auxilia o regulador a melhorar a qualidade de suas decisões. Consiste em avaliar a necessidade e as consequências de uma possível nova regulação, verificando se os benefícios potenciais da medida excedem os custos estimados e se, entre todas as alternativas consideradas para alcançar o objetivo da regulação proposta, a ação é a mais benéfica para a sociedade.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

AP – Audiência Pública

BAU – Business as Usual

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CAPEX – Capital Expenditure: custo de investimento

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCGF - Contratos de Cotas de Garantia Física

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

Certificado: Produto demandado em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro de capacidade, suficiência de garantia física, quotas de renováveis e metas de CO₂).

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CNI - Confederação Nacional da Indústria

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

Contrato de eletricidade: Contrato específico para a commodity eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

CP - Consulta pública

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração de geração e transmissão em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos (e.g. produção, capacidade, flexibilidade).

CVU – Custo Variável Unitário: É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

Despachabilidade: Capacidade efetiva das tecnologias de controlar sua produção energia de acordo com a necessidade do sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS - Encargos de Serviço do Sistema: custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no atendimento à demanda por energia.

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade e, no caso das hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), referência para o cálculo da alocação de energia em cada instante de tempo.

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GNL – Gás Natural Liquefeito

GSF - Generation Scaling Factor: Razão entre a geração total e a soma das garantias físicas de todas as hidrelétricas participantes do MRE

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

I-REC: Certificado de energia renovável internacional

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

LCOE - Levelized cost of energy: custo nivelado de eletricidade

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits: processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e déicits de montantes de energia contratados no ACR.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MMGD - microgeração e minigeração distribuída

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia: Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo (*energy only markets* em inglês), de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

MP – Medida Provisória

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

OPEX – Operating Expenses: custo de operação

OPTGEN: modelo de expansão desenvolvido pela PSR

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia: documento informativo produzido pela EPE com uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

PIB – Produto Interno Bruto

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “ piso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMO – Programa Mensal da Operação: Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas: programa com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica.

RAP – Receita Anual Permitida: Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

RD - Resposta da Demanda: Redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

REN – Resolução Normativa

Requisito (do sistema): Necessidade do sistema para garantir o atendimento à demanda.

SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com MMGD é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda.

SDDP: modelo desenvolvido pela PSR de planejamento da operacional estocástica

SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

TCU – Tribunal de Contas da União

TE – Tarifa de Energia

TF - Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica: taxa arrecadada para custear o funcionamento da ANEEL, que representa 0,4% do benefício econômico anual dos agentes e é paga mensalmente pelos consumidores na conta de luz.

TSL - *Time Series Lab*: módulo do SDDP desenvolvido pela PSR para calcular séries de geração a partir de projetos renováveis

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão: Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

VE - veículo elétrico

ANEXO B – DATAS DE INÍCIO E TÉRMINO DO PAGAMENTO DO PRÊMIO DE RISCO DOS TERMOS DE REPACTUAÇÃO

Despa- cho Nº	Data Despa- cho	Nº Term o de Re- pac- tua- ção	Empreende- dor Despa- cho	Ativo	Potência Insta- lada (MWME D) CAP_T	Garantia Física (MWME D) (GF)	Mon- tante de Energia Repac- tuado (MWME D)	Início cessão do risco	Término cessão do risco	Class e	Prêmio Unit	Fa- tor F	Per- ma- nec e co m Se- cun- dária	INÍCIO DO PRAZO DE RE- PACTUA- ÇÃO DO PRÊMIO DE RISCO	TÉR- MINO DO PRAZO DE RE- PACTUA- ÇÃO DO PRÊMIO DE RISCO
4088/20 15	12/22/20 15	1	CAMPOS NO- VOS ENER- GIA S.A.	CAMPOS NOVOS	880.000	377.900	119.290	1/1/2016	11/19/20 27	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/19/20 27
4088/20 15	12/18/20 16	1	CAMPOS NO- VOS ENER- GIA S.A.	CAMPOS NOVOS	880.000	377.900	63.830	1/1/2016	12/31/20 27	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/20 27
4089/20 15	12/18/20 16	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AN- TAS	14 DE JULHO	100.000	50.000	10.000	1/1/2016	3/14/203 6	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	3/14/203 6
4089/20 15	12/18/20 16	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AN- TAS	14 DE JULHO	100.000	50.000	14.560	1/1/2016	11/19/20 27	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/19/20 27
4089/20 15	12/18/20 16	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AN- TAS	14 DE JULHO	100.000	50.000	7.280	1/1/2016	12/31/20 27	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/20 27
4089/20 15	12/18/20 16	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AN- TAS	CASTRO ALVES	130.000	64.000	13.000	1/1/2016	3/14/203 6	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	3/14/203 6
4089/20 15	12/21/20 15	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AN- TAS	CASTRO ALVES	130.000	64.000	18.680	1/1/2016	11/19/20 27	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/19/20 27
4089/20 15	12/21/20 15	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS AN- TAS	CASTRO ALVES	130.000	64.000	9.340	1/1/2016	12/31/20 27	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/20 27

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

4089/2015	12/21/2015	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS ANTAS	MONTE CLARO	130.000	59.000	12.000	1/1/2016	3/14/2036	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	3/14/2036
4089/2015	12/21/2015	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS ANTAS	MONTE CLARO	130.000	59.000	17.270	1/1/2016	11/19/2027	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/19/2027
4089/2015	12/21/2015	2	COMPANHIA ENERGÉTICA RIO DAS ANTAS	MONTE CLARO	130.000	59.000	8.640	1/1/2016	12/31/2027	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2027
4118/2015	12/21/2015	3	LAJEADO ENERGIA S.A.	LAJEADO	62.543	36.493	34.456	1/1/2016	12/31/2022	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2022
4118/2015	12/21/2015	3	INVESTCO S.A.	LAJEADO	62.543	36.493	0.916	1/1/2016	12/31/2037	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2037
4122/2015	12/22/2015	4	SPE ARVOREDO ENERGIA S.A.	ARVOREDO	13.000	7.770	7.000	1/1/2016	11/6/2032	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/6/2032
4122/2015	12/22/2015	5	SPE SALTO GÓES ENERGIA S.A.	SALTO GOES	20.000	11.100	11.100	1/1/2016	8/18/2040	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	8/18/2040
4122/2015	12/22/2015	6	SPE VARGINHA ENERGIA S.A.	VARGINHA	9.000	5.390	4.000	1/1/2016	12/22/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/22/2029
4122/2015	12/22/2015	7	SANTA LUZIA ENERGÉTICA S.A.	S.LUZIA ALTO	28.500	18.420	14.000	1/1/2016	12/20/2037	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/20/2037
4130/2015	12/23/2015	8	PAULISTA LAJEADO ENERGIA S.A.	LAJEADO	652.236	380.574	223.774	1/1/2016	12/15/2032	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/15/2032
4132/2015	12/23/2015	9	SPE ALTO IRANI ENERGIA S.A.	ALTO IRANI	21.000	13.700	13.530	1/1/2016	4/9/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/9/2028
4132/2015	12/23/2015	10	SPE COCAIS GRANDE ENERGIA S.A.	COCAIS GRANDE	10.000	5.120	5.010	1/1/2016	6/18/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/18/2029
4132/2015	12/23/2015	11	COMPANHIA HIDROELÉTRICA FIGUEIRÓPOLIS	FIGUEIRÓPOLIS	19.410	12.600	12.220	1/1/2016	8/16/2030	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	8/16/2030

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

4132/2015	12/23/2015	12	LUDESA ENERGÉTICA S.A.	LUDESA	30.000	16.915	16.700	1/1/2016	5/30/2027	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	5/30/2027
4132/2015	12/23/2015	13	SPE PLANO ALTO ENERGIA S.A.	PLANO ALTO XAVANTINA	16.000	10.270	10.200	1/1/2016	2/13/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	2/13/2028
4133/2015	12/23/2015	14	PAULISTA LAJEADO ENERGIA S.A.	LAJEADO	902.500	5.266	3.970	1/1/2016	12/15/2032	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/15/2032
4140/2015	12/24/2016	15	ECE PARTICIPAÇÕES S.A.	STO ANTONIO DO JARI	336.387	196.126	190.000	1/1/2016	12/31/2044	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/31/2044
4141/2015	12/24/2016	16	PANTANAL ENERGÉTICA LTDA.	SALTO MIMOSO	29.500	20.900	20.829	1/1/2016	12/3/2027	SP95	4.75	5%	Não	3/1/2023	12/3/2027
4145/2015	12/29/2015	17	FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA S/A	FOZ DO CHAPECO	855.000	432.000	111.850	1/1/2016	11/19/2027	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/6/2036
4145/2015	12/29/2015	17	FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA S/A	FOZ DO CHAPECO	855.000	432.000	55.920	1/1/2016	12/31/2027	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/19/2027
4145/2015	12/29/2015	17	FOZ DO CHAPECÓ ENERGIA S/A	FOZ DO CHAPECO	855.000	432.000	251.470	1/1/2016	11/6/2036	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2027
4159/2015	12/30/2015	18	ESMERALDA S.A.	ESMERALDA	22.200	12.320	12.060	1/1/2016	12/14/2026	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/14/2026
4159/2015	12/30/2015	19	SANTA LAURA S/A	SANTA LAURA	15.000	7.990	7.950	1/1/2016	12/30/2027	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/30/2027
4158/2015	12/29/2015	20	COMPANHIA ENERGÉTICA ESTREITO	ESTREITO	435.561	256.881	247.130	1/1/2016	12/26/2037	SP91	2	9%	Não	4/1/2033	12/26/2037
4159/2015	12/30/2015	21	SANTA ROSA S.A.	SANTA ROSA II	30.000	17.070	16.900	1/1/2016	6/29/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/29/2028
4160/2015	12/30/2015	22	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	SALTO SANTIAGO	1.420.000	735.200	150.000	1/1/2016	12/31/2019	P97	10	3%	Sim	12/1/2018	12/31/2019
4160/2015	12/30/2015	23	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	PONTE DE PEDRA	176.100	132.900	123.552	1/1/2016	7/19/2025	SP95	4.75	5%	Não	3/1/2023	7/19/2025
4160/2015	12/30/2015	24	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	CANA BRAVA	450.000	273.505	261.664	1/1/2016	8/6/2033	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	8/6/2033

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

4160/2015	12/30/2015	25	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	SAO SALVADOR	243.200	151.100	142.129	1/1/2016	4/22/2037	SP91	2	9%	Não	4/1/2033	4/22/2037
4160/2015	12/30/2015	26	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	MACHADINHO	1,140.000	529.000	84.000	1/1/2016	7/14/2032	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	7/14/2032
4160/2015	12/30/2015	27	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	ITA	1,450.000	720.000	336.000	1/1/2016	10/16/2030	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	10/16/2030
35/2016	1/11/2016	28	RIO PCHI S.A.	PIRAPETINGA	20.000	12.710	12.520	1/1/2016	3/9/2033	SP90	1.25	10%	Não	12/18/2032	3/9/2033
35/2016	1/11/2016	29	RIO PCHI S.A.	PEDRA GARRAFO	19.000	10.750	10.750	1/1/2016	3/19/2033	SP90	1.25	10%	Não	12/18/2032	3/19/2033
35/2016	1/11/2016	30	GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	GOIAS SUL GOIANDIRA	27.000	17.090	16.200	1/1/2016	4/16/2033	SP90	1.25	10%	Não	12/18/2032	4/16/2033
35/2016	1/11/2016	31	GOIÁS SUL GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	NOVA AURORA	21.000	12.370	11.810	1/1/2016	6/25/2034	SP90	1.25	10%	Não	2/18/2034	6/25/2034
35/2016	1/11/2016	32	ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	ITAPEBI - HIDR	450.000	214.300	196.500	1/1/2016	4/15/2017	P100	9.5	0%	Não	5/28/2034	8/31/2035
35/2016	1/11/2016	32	ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	ITAPEBI - HIDR	450.000	214.300	207.840	5/28/2034	8/31/2035	SP100	9.5	0%	Não	5/28/2034	8/31/2035
35/2016	1/11/2016	33	AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	ALTO FEMEAS I	10.649	8.550	8.550	1/1/2016	8/7/2027	SP90	1.25	10%	Não	8/9/2027	10/19/2027
35/2016	1/11/2016	33	AFLUENTE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	ALTO FEMEAS I	10.649	8.550	8.550	8/9/2027	10/19/2027	SP90	1.25	10%	Não	8/9/2027	10/19/2027
27/2016	1/7/2016	34	IJUÍ ENERGIA S.A	SAO JOSE (IJUI)	51.000	30.400	29.479	1/1/2016	12/31/2039	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2039
34/2016	1/11/2016	35	GERAÇÃO CIII S/A	CORUMB A III	38.208	20.360	19.600	1/1/2016	11/1/2036	SP90	1.25	10%	Não	11/7/2036	2/14/2037
34/2016	1/11/2016	35	GERAÇÃO CIII S/A	CORUMB A III	38.208	20.360	19.600	11/7/2036	2/14/2037	SP90	1.25	10%	Não	11/7/2036	2/14/2037

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

37/2016	1/11/2016	36	ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.	CORUMB A III	57.312	30.540	29.400	1/1/2016	11/1/2036	SP90	1.25	10%	Não	11/7/2036	3/14/2036
37/2016	1/11/2016	36	ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.	CORUMB A III	57.312	30.540	29.400	11/7/2036	2/14/2037	SP90	1.25	10%	Não	11/7/2036	3/14/2036
55/2016	1/13/2016	37	BARRA DO BRAÚNA ENERGÉTICA S.A.	BARRA DO BRAUNA	39.000	22.000	21.890	1/1/2016	3/14/2036	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	3/14/2036
55/2016	1/13/2016	38	BROOKFIELD ENERGIA RENOVÁVEL MINAS GERAIS S.A.	GUARY	5.400	3.410	3.410	1/1/2016	10/31/2020	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	10/31/2020
55/2016	1/13/2016	39	GALERA CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SALTO CORGAO	27.000	20.390	18.400	1/1/2016	4/5/2030	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/5/2030
55/2016	1/13/2016	40	ITIQUIRA ENERGÉTICA S.A.	ITIQUIRA I	60.800	42.192	9.512	1/1/2016	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	Usina suspensa	Usina suspensa
55/2016	1/13/2016	40	ITIQUIRA ENERGÉTICA S.A.	ITIQUIRA II	96.570	68.700	15.488	1/1/2016	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	Usina suspensa	Usina suspensa
55/2016	1/13/2016	41	LAGOA AZUL ENERGÉTICA S.A.	TRIUNFO	24.400	12.810	12.810	1/1/2016	12/19/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/19/2029
55/2016	1/13/2016	42	RIACHÃO ENERGÉTICA S.A.	SANTA EDWIGES I	13.400	11.460	11.440	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	4/5/2031	5/2/2032
55/2016	1/13/2016	42	RIACHÃO ENERGÉTICA S.A.	SANTA EDWIGES I	13.400	11.460	11.440	4/5/2031	5/2/2032	SP100	9.5	0%	Não	4/5/2031	5/2/2032
55/2016	1/13/2016	43	RIO GLÓRIA ENERGÉTICA S.A.	CACH. EN-COBERTA	22.700	11.310	7.620	1/1/2016	8/30/2030	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	8/30/2030
55/2016	1/13/2016	44	RIO POMBA ENERGÉTICA S.A.	PALESTINA	12.400	7.450	4.650	1/1/2016	12/22/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/22/2029
55/2016	1/13/2016	45	TANGARÁ ENERGIA S.A.	GUAPORE	120.000	60.200	59.440	1/1/2016	6/1/2025	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/1/2025

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

				(TANGARA)											
55/2016	1/13/2016	46	ZONA DA MATA GERAÇÃO S/A	CACH. DO EMBOQUE	21.600	10.440	10.440	1/1/2016	6/4/2031	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/4/2031
55/2016	1/13/2016	46	ZONA DA MATA GERAÇÃO S/A	MATIPO	0.424	0.340	0.340	1/1/2016	6/4/2031	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/4/2031
55/2016	1/13/2016	46	ZONA DA MATA GERAÇÃO S/A	MIGUEL PEREIRA	0.736	0.560	0.262	1/1/2016	6/4/2031	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/4/2031
55/2016	1/13/2016	46	ZONA DA MATA GERAÇÃO S/A	ROCA GRANDE	0.768	0.130	0.096	1/1/2016	6/4/2031	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/4/2031
55/2016	1/13/2016	46	ZONA DA MATA GERAÇÃO S/A	SANTA CECILIA	0.424	0.340	0.131	1/1/2016	6/4/2031	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/4/2031
56/2016	1/13/2016	47	CAÇADOR ENERGÉTICA S.A.	CACADOR	22.500	13.530	13.530	1/1/2016	10/19/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	10/19/2028
56/2016	1/13/2016	48	COTIPORÃ ENERGÉTICA S.A.	CO-TIPORA	19.500	12.840	12.840	1/1/2016	9/29/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	9/29/2028
56/2016	1/13/2016	49	LINHA EMÍLIA ENERGÉTICA S.A.	LINHA EMILIA	19.500	13.190	13.190	1/1/2016	6/19/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/19/2029
56/2016	1/13/2016	50	SERRA NEGRA ENERGETICA S.A.	PIRANHAS	18.000	10.890	10.790	1/1/2016	9/29/2026	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	9/29/2026
55/2016	1/13/2016	51	ÁGUA CLARA ENERGÉTICA S.A.	ANNA MARIA	1.560	1.180	1.180	1/1/2016	10/31/2020	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	10/31/2020
36/2016	1/11/2016	53	ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S/A	DAR-DANELOS	261.000	154.900	146.900	1/1/2016	12/31/2040	SP90	1.25	10%	Não	7/3/2042	1/2/2043
36/2016	1/11/2016	53	ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S/A	DAR-DANELOS	261.000	154.900	146.900	7/3/2042	1/2/2043	SP90	1.25	10%	Não	7/3/2042	1/2/2043
43/2016	1/11/2016	54	ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS	FUNDAO	120.168	65.800	65.290	1/1/2016	4/22/2019	SP100	9.5	0%	Não	10/25/2036	5/28/2037

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

			DO RIO JORDÃO S/A												
43/2016	1/11/2016	54	ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S/A	FUNDAO	120.168	65.800	65.290	10/25/2036	5/28/2037	SP100	9.5	0%	Não	10/25/2036	5/28/2037
43/2016	1/11/2016	54	ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S/A	SANTA CLARA (ELEJOR)	120.168	69.600	69.033	1/1/2016	4/22/2019	SP100	9.5	0%	Não	10/25/2036	5/28/2037
43/2016	1/11/2016	54	ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S/A	SANTA CLARA (ELEJOR)	120.168	69.600	69.033	10/25/2036	5/28/2037	SP100	9.5	0%	Não	10/25/2036	5/28/2037
70/2016	1/13/2016	55	BONFANTE ENERGÉTICA S.A	BONFANTE	19.000	13.480	13.230	1/1/2016	7/13/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	7/13/2028
76/2016	1/13/2016	56	CALHEIROS ENERGIA S.A	CALHEIROS	19.000	10.920	10.730	1/1/2016	9/24/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	9/24/2028
69/2016	1/13/2016	57	CAPARAÓ ENERGIA S.A	FUMACA IV	4.500	2.610	2.540	1/1/2016	7/11/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	7/11/2028
75/2016	1/13/2016	58	CARANGOLA ENERGIA S.A	CARANGOLA	15.000	9.570	9.530	1/1/2016	4/30/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/30/2028
68/2016	1/13/2016	59	FUNIL ENERGIA S.A	FUNIL (ACEP)	22.500	14.540	14.230	1/1/2016	5/3/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	5/3/2028
74/2016	1/13/2016	60	IRARA ENERGÉTICA S.A	IRARA	30.000	18.210	17.850	1/1/2016	7/5/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	7/5/2028
67/2016	1/13/2016	61	JATAÍ ENERGÉTICA S.A	JATAI (ACEP)	30.000	20.350	19.910	1/1/2016	6/6/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/6/2028
73/2016	1/13/2016	62	MONTE SERRAT ENERGÉTICA S.A	MONTE SERRAT	25.000	18.280	17.830	1/1/2016	6/18/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/18/2029
66/2016	1/13/2016	63	RETIRO VELHO ENERGÉTICA S.A	RETIRO VELHO	18.000	13.150	12.950	1/1/2016	6/19/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/19/2029
72/2016	1/13/2016	64	SANTA FÉ ENERGÉTICA S.A	SANTA FE I	30.000	26.100	25.720	1/1/2016	6/30/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/30/2028

SDP JOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

65/2016	1/13/2016	65	SÃO JOAQUIM ENERGIA S.A.	S JOAQUIM (ACEP)	21.000	13.280	13.200	1/1/2016	5/7/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	5/7/2028
71/2016	1/13/2016	66	SÃO PEDRO ENERGIA S.A.	SAO PEDRO (ACEP)	30.000	18.410	18.240	1/1/2016	6/18/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/18/2029
64/2016	1/13/2016	67	SÃO SIMÃO ENERGIA S.A.	SAO SIMAO (ACEP)	27.000	15.200	15.040	1/1/2016	6/18/2029	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/18/2029
84/2016	1/14/2016	68	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	FOZ DO AREIA (GBM)	1,676.000	576.000	226.705	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	5/24/2023	9/17/2023
84/2016	1/14/2016	68	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	FOZ DO AREIA (GBM)	1,676.000	576.000	558.398	5/24/2023	9/17/2023	SP100	9.5	0%	Não	5/24/2023	9/17/2023
84/2016	1/14/2016	69	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	MAUA	185.200	100.827	97.391	1/1/2016	12/31/2040	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2040
90/2016	1/14/2016	70	SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	SERRA DO FACAO	212.580	182.400	121.000	1/1/2016	11/6/2036	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	11/6/2036
83/2016	1/14/2016	71	FOZ DO RIO CLARO ENERGIA S.A.	FOZ RIO CLARO	68.400	41.000	39.000	1/1/2016	12/31/2039	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2039
105/2016	1/15/2016	72	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	MAUA	177.938	96.873	93.572	1/1/2016	12/31/2040	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/31/2040
105/2016	1/15/2016	73	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	PASSO SAO JOAO	77.000	41.100	37.000	1/1/2016	12/31/2039	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/31/2039
105/2016	1/15/2016	74	ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SAO DOMINGOS (ESUL)	48.000	36.400	35.683	1/1/2016	12/10/2037	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/10/2037
149/2016	1/20/2016	75	COMPANHIA GERAÇÃO DE	SALTO PI-LAO	38.378	21.800	20.000	1/1/2016	4/22/2037	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/22/2037

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

			ENERGIA PI-LÃO												
148/2016	1/20/2016	76	DME ENERGÉTICA S.A. - DMEE	SALTO PI-LAO	38.378	21.800	20.000	1/1/2016	4/22/2037	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/22/2037
140/2016	1/19/2016	77	FERREIRA GOMES ENERGIA S.A.	FERREIRA GOMES	252.000	153.100	105.000	1/1/2016	12/31/2044	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/31/2044
138/2016	1/19/2016	78	IBIRAMA ENERGÉTICA S.A.	IBIRAMA	21.000	13.920	13.000	1/1/2016	1/27/2034	SP95	4.75	5%	Não	3/1/2023	1/27/2034
137/2016	1/19/2016	79	UNAI BAIXO ENERGÉTICA S.A.	UNAI BAIXO	26.000	14.100	6.400	1/1/2016	8/6/2032	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	8/6/2032
136/2016	1/19/2016	80	TOCANTINS ENERGETICA S/A	DIACAL II	5.040	4.090	3.105	1/1/2016	1/30/2020	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	1/30/2020
136/2016	1/19/2016	81	TOCANTINS ENERGETICA S/A	SOBRADO	4.820	3.010	2.226	1/1/2016	1/30/2020	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	1/30/2020
136/2016	1/19/2016	82	TOCANTINS ENERGETICA S/A	DIANOPOLIS	5.500	3.880	2.208	1/1/2016	1/30/2020	SP100	9.5	0%	Não	2/1/2016	1/30/2020
135/2016	1/19/2016	83	PAMPEANA ENERGÉTICA S/A	PAMPEANA	28.000	22.430	5.000	1/1/2016	2/23/2036	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	2/23/2036
215/2016	1/26/2016	84	CORUMBA CONCESSÕES S.A.	CORUMBA IV	127.000	76.600	75.053	1/1/2016	3/12/2036	SP90	1.25	10%	Não	12/7/2035	3/12/2036
161/2016	1/20/2016	85	ELETRO-NORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	TUCURUI	8,370.000	4,140.000	1,063.000	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	7/12/2024	8/30/2024
161/2016	1/20/2016	85	ELETRO-NORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE	TUCURUI	8,370.000	4,140.000	280.000	1/1/2017	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	7/12/2024	8/30/2024

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

			DO BRASIL S.A.												
161/2016	1/20/2016	85	ELETRO-NORTE - CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.	TUCURUI	8,370.000	4,140.000	3,920.487	7/12/2024	8/30/2024	SP100	9.5	0%	Não	7/12/2024	8/30/2024
160/2016	1/20/2016	86	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	MANSO	210.000	92.000	88.259	1/1/2016	2/9/2035	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	2/9/2035
160/2016	1/20/2016	87	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SIMPLICIO	333.700	191.300	185.000	1/1/2016	12/31/2039	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2039
160/2016	1/20/2016	88	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	BATALHA	52.500	48.800	47.000	1/1/2016	12/31/2039	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/31/2039
160/2016	1/20/2016	89	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	PEIXOTO	476.000	295.000	269.060	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	10/31/2023	1/29/2024
160/2016	1/20/2016	89	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	PEIXOTO	476.000	295.000	149.000	1/1/2017	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	10/31/2023	1/29/2024
160/2016	1/20/2016	89	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	PEIXOTO	476.000	295.000	285.402	11/1/2023	1/29/2024	SP100	9.5	0%	Não	10/31/2023	1/29/2024
160/2016	1/20/2016	90	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SERRA DA MESA	1,275.000	671.000	644.330	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	11/11/2039	9/30/2040
160/2016	1/20/2016	90	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SERRA DA MESA	1,275.000	671.000	504.374	1/1/2017	12/31/2017	SP100	9.5	0%	Não	11/11/2039	9/30/2040

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

160/2016	1/20/2016	90	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SERRA DA MESA	1,275.000	671.000	382.000	1/1/2018	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	11/11/2039	9/30/2040
160/2016	1/20/2016	90	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	SERRA DA MESA	1,275.000	671.000	647.462	11/12/2039	9/30/2040	SP100	9.5	0%	Não	11/11/2039	9/30/2040
190/2016	1/25/2016	91	COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	PORTO PRIMAVERA	1,540.000	1,017.000	988.344	5/20/2028	7/11/2028	SP100	9.5	0%	Não	5/20/2028	7/11/2028
190/2016	1/25/2016	91	COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	PORTO PRIMAVERA	1,540.000	1,017.000	350.000	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	7/11/2028
190/2016	1/25/2016	91	COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	PORTO PRIMAVERA	1,540.000	1,017.000	230.000	1/1/2017	5/19/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	7/11/2028
189/2016	1/25/2016	92	PIRAPORA ENERGIA S.A.	PIRAPORA	25.024	17.170	16.000	1/1/2016	7/3/2038	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	7/3/2038
175/2016	1/26/2016	93	SANTA FÉ ENERGIA S.A.	SANTA FE	29.000	15.580	15.580	1/1/2016	11/12/2031	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	11/12/2031
196/2016	1/25/2016	94	QUANTA GERAÇÃO S.A.	FA-GUNDES	4.800	2.700	2.000	1/1/2016	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	12/9/2026	12/27/2026
196/2016	1/25/2016	94	QUANTA GERAÇÃO S.A.	FA-GUNDES	4.800	2.700	2.683	12/10/2026	12/27/2026	SP100	9.5	0%	Não	12/9/2026	12/27/2026
196/2016	1/25/2016	95	QUANTA GERAÇÃO S.A.	AREAL (QUANTA)	18.000	9.000	1.000	1/1/2016	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	12/9/2026	12/12/2026
196/2016	1/25/2016	95	QUANTA GERAÇÃO S.A.	AREAL (QUANTA)	18.000	9.000	8.947	12/10/2026	12/12/2026	SP100	9.5	0%	Não	12/9/2026	12/12/2026
196/2016	1/25/2016	96	QUANTA GERAÇÃO S.A.	TOMBOS	2.880	1.280	1.000	1/1/2016	12/31/2019	SP100	9.5	0%	Não	12/9/2026	12/28/2026
196/2016	1/25/2016	96	QUANTA GERAÇÃO S.A.	TOMBOS	2.880	1.280	1.280	12/10/2026	12/28/2026	SP100	9.5	0%	Não	12/9/2026	12/28/2026

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

227/2016	1/27/2016	97	BAGUARI ENERGIA S.A.	BAGUARI	47.600	27.268	26.180	1/1/2016	12/31/2039	SP97	6.5	3%	Não	10/1/2021	12/31/2039
227/2016	1/27/2016	97	BAGUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	BAGUARI	21.000	12.030	11.550	1/1/2016	12/31/2039	SP97	6.5	3%	Não	10/1/2021	12/31/2039
228/2016	1/27/2016	98	BAGUARI ENERGIA S.A.	BAGUARI	71.400	40.902	39.270	1/1/2016	12/31/2039	SP91	2	9%	Não	4/1/2033	12/31/2039
242/2016	1/28/2016	99	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	QUEIMADO	86.625	47.850	47.000	1/1/2016	12/17/2032	SP99	8.5	1%	Não	11/1/2020	12/17/2032
242/2016	1/28/2016	100	CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	IRAPE	399.000	210.700	204.705	1/1/2016	2/27/2035	SP97	6.5	3%	Não	10/1/2021	2/27/2035
330/2016	2/4/2016	101	CEB PARTICIPAÇÕES S.A.	QUEIMADO	18.375	10.150	8.975	1/1/2016	12/17/2032	SP91	2	9%	Não	12/17/2032	12/17/2032
330/2016	2/4/2016	102	CEB LAJEADO S.A.	LAJEADO	168.300	104.267	90.727	1/1/2016	12/15/2032	SP92	2.5	8%	Não	4/1/2029	12/15/2032
330/2016	2/4/2016	102	CEB LAJEADO S.A.	LAJEADO CEB	168.300	104.267	3.059	1/1/2016	12/15/2032	SP92	2.5	8%	Não	1/1/2017	12/15/2032
330/2016	2/4/2016	103	CEB GERAÇÃO S.A.	PARANOIA	30.000	13.000	11.104	1/1/2016	12/31/2016	SP100	9.5	0%	Não	12/31/2016	Paga apenas na extensão da outorga.
330/2016	2/4/2016	103	CEB GERAÇÃO S.A.	PARANOIA	30.000	13.000	11.104	10/30/2019	4/29/2020	SP100	9.5	0%	Não	10/30/2019	4/29/2020
243/2016	1/28/2016	104	ENERGEST S.A.	MASCARENHAS	198.000	138.500	23.000	1/1/2016	7/16/2025	SP94	4	6%	Não	3/1/2024	7/16/2025
243/2016	1/28/2016	105	ENERGEST S.A.	JUCU	4.840	2.620	2.620	1/1/2016	7/16/2025	SP94	4	6%	Não	3/1/2024	7/16/2025
243/2016	1/28/2016	106	ENERGEST S.A.	RIO BONITO	22.500	9.400	9.151	1/1/2016	7/16/2025	SP94	4	6%	Não	3/1/2024	7/16/2025
243/2016	1/28/2016	107	ENERGEST S.A.	SAO JOAO	25.000	12.950	12.950	1/1/2016	7/17/2025	SP94	4	6%	Não	3/1/2024	7/17/2025
240/2016	1/28/2016	108	AMAZONAS GERAÇÃO E	BALBINA	249.750	132.300	126.361	1/1/2016	3/1/2027	SP100	9.5	0%	Não	11/1/2018	3/1/2027

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

			TRANSMIS- SÃO DE ENERGIA S.A												
288/2016	2/1/2016	109	PEDRA FU- RADA ENER- GIA S.A.	PEDRA FURADA	6.500	2.950	2.950	1/1/2016	12/31/20 39	SP95	4.75	5%	Não	3/1/2023	12/31/20 39
287/2016	2/1/2016	110	RETIRO BAIXO ENER- GÉTICA S.A.	RETIRO BAIXO	83.657	38.500	35.270	1/1/2016	12/31/20 38	SP97	6.5	3%	Não	10/1/202 1	12/31/20 38
296/2016	2/2/2016	111	ESPORA EN- ERGÉTICA	ESPORA	32.000	23.500	22.683	1/1/2016	8/31/201 8	SP100	9.5	0%	Não	3/14/203 6	1/18/203 7
296/2016	2/2/2016	111	ESPORA EN- ERGÉTICA	ESPORA	32.000	23.500	22.683	3/15/203 6	1/18/203 7	SP100	9.5	0%	Não	3/14/203 6	1/18/203 7
390/2016	2/15/2016	112	ALIANÇA GE- RAÇÃO DE ENERGIA S.A	PORTO ESTRELA	74.668	37.200	18.000	1/1/2016	7/9/2032	SP99	8.5	1%	Não	11/1/202 0	7/9/2032
390/2016	2/15/2016	113	ALIANÇA GE- RAÇÃO DE ENERGIA S.A	FUNIL (ALI- ANCA)	180.000	89.000	43.000	1/1/2016	12/19/20 35	SP97	6.5	3%	Não	10/1/202 1	12/19/20 35
390/2016	2/15/2016	114	ALIANÇA GE- RAÇÃO DE ENERGIA S.A	AIMORES	330.000	172.000	84.000	1/1/2016	12/19/20 35	SP97	6.5	3%	Não	10/1/202 1	12/19/20 35
390/2016	2/15/2016	115	ALIANÇA GE- RAÇÃO DE ENERGIA S.A	Amador Aguiar II	210.000	131.000	27.579	1/1/2016	3/14/202 7	SP89	0.75	11 %	Não	8/29/203 6	10/14/20 36
390/2016	2/15/2016	115	ALIANÇA GE- RAÇÃO DE ENERGIA S.A	Amador Aguiar II	210.000	131.000	27.579	8/29/203 6	10/14/20 36	SP89	0.75	11 %	Não	8/29/203 6	10/14/20 36
340/2016	2/10/2016	116	RIO CANOAS ENERGIA S.A.	GARI- BALDI	191.900	83.100	58.000	1/1/2016	12/31/20 44	SP90	1.25	10 %	Não	12/13/20 45	7/19/204 6
340/2016	2/10/2016	116	RIO CANOAS ENERGIA S.A.	GARI- BALDI	191.900	83.100	79.942	12/14/20 45	7/19/204 6	SP90	1.25	10 %	Não	12/13/20 45	7/19/204 6
341/2016	2/10/2016	117	BAESA - ENERGÉTICA BARRA GRANDE S.A.	BARRA GRANDE	690.000	380.600	105.172	1/1/2016	5/13/203 6	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	5/13/203 6
366/2016	2/12/2016	118	AREIA ENER- GIA S/A	AREIA	11.400	9.150	9.040	1/1/2016	2/24/203 1	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	2/24/203 1
367/2016	2/12/2016	119	AGUA LIMPA ENERGIA S/A	AGUA LIMPA	14.000	12.220	12.100	1/1/2016	10/29/20 30	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	10/29/20 30

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

392/2016	2/16/2016	120	CENTRAL HIDRELÉTRICA SALTO DAS FLORES S.A.	SALTO DAS FLORES	6.700	3.860	3.750	1/1/2016	8/29/2026	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	8/29/2026
463/2016	2/23/2016	121	ENERGETICA SERRA DA PRATA S.A.	COLINO 1	11.000	6.610	6.610	1/1/2016	6/29/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	6/29/2028
466/2016	2/23/2016	122	ENERGETICA SERRA DA PRATA S.A.	CA-CHOEIRA DA LIXA	14.800	7.440	7.440	1/1/2016	2/27/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	2/27/2028
477/2016	2/23/2016	124	VENETO ENERGETICA S/A	JARARACA	28.000	19.910	19.650	1/1/2016	4/29/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/29/2028
478/2016	2/23/2016	125	DA ILHA ENERGETICA S/A .	DA ILHA	26.000	19.030	18.780	1/1/2016	4/29/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	4/29/2028
546/2016	3/1/2016	126	RIO CORRENTE S.A.	MAMBAI II	12.000	10.340	10.150	1/1/2016	8/30/2028	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	8/30/2028
608/2016	3/10/2016	129	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	ITUMBIAIRA (FURNAS)	2,082.000	1,015.000	229.626	1/1/2016	12/31/2017	SP100	9.5	0%	Não	2/26/2020	3/21/2020
608/2016	3/10/2016	129	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	ITUMBIAIRA (FURNAS)	2,082.000	1,015.000	981.551	2/27/2020	3/21/2020	SP100	9.5	0%	Não	2/26/2020	3/21/2020
654/2016 2259/2016	16/03/2016 23/08/2016	130	EMPRESA ENERGÉTICA PORTO DAS PEDRAS LTDA.	PORTO DAS PEDRAS	28.030	23.060	21.000	1/1/2016	12/3/2033	SP100	9.5	0%	Não	7/1/2020	12/3/2033
3013/2016	11/21/2016	132	EMPRESA DE ENERGIA CA-CHOEIRA CALDEIRÃO S.A.	CA-CHOEIRA CALDEIRAO	219.000	129.700	125.029	1/1/2017	12/31/2046	SP89	0.75	11%	Não	1/1/2017	12/31/2046
480/2016	2/24/2016	133	SANTO ANTONIO ENER-GIA S.A.	SANTO- NIO (STOANT)	3,150.760	2,218.000	1,552.600	1/1/2016	12/31/2041	SP93	3.25	7%	Não	5/1/2025	12/31/2041
3110/2016	11/29/2016	133	ECE PARTICIPAÇÕES S.A.	STO ANTONIO DO JARI	37.003	21.574	20.900	1/1/2017	12/31/2044	SP89	0.75	11%	Não	1/1/2017	12/31/2044

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

578/2016	3/8/2016	134	ENERGIA SUSTENTÁVEL DO BRASIL S.A.	JIRAU	3,300.000	1,995.800	1,382.710	1/1/2016	12/31/2042	SP92	2.5	8%	Não	8/1/2025	12/31/2042
578/2016	3/8/2016	134	ENERGIA SUSTENTÁVEL DO BRASIL S.A.	JIRAU (Ampliação)	450.000	209.300	203.270	1/1/2016	8/12/2043	SP90	1.25	10%	Não	4/1/2027	8/12/2043
456/2017	2/14/2016	134	COMPANHIA HIDRELÉTRICA TELES PIRES	TELES PIRES	1,820.000	930.700	778.000	1/1/2017	12/31/2044	SP92	2.5	8%	Não	1/1/2017	12/31/2044
3584/2017	10/25/2017	135	Empresa de Energia São Manoel S.A.	SAO MANOEL	700.000	424.500	289.500	4/26/2018	12/31/2047	SP92	4.54	8%	Não	5/1/2018	12/31/2047
4094/2017	12/5/2017	136	SANTO ANTONIO ENERGIA S.A.	S. ANTONIO EXPANSAO	417.540	206.200	129.600	3/30/2018	12/31/2046	SP100	13.18	0%	Não	3/30/2018	12/31/2046
4095/2017	12/5/2017	137	NORTE ENERGIA S.A.	BELO MONTE	10,999.800	4,418.900	3,093.230	1/1/2018	12/31/2044	SPR100	12.02	0%	Não	1/1/2018	12/31/2044
4095/2017	12/5/2017	137	NORTE ENERGIA S.A.	BELO MONTE	233.300	152.100	106.470	1/1/2018	12/31/2044	SPR100	12.02	0%	Não	1/1/2018	12/31/2044
4096/2017	12/5/2017	138	MATA VELHA ENERGETICA S/A	MATA VELHA	24.000	13.100	12.700	1/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	8/1/2018	12/31/2047
4097/2017	12/5/2017	139	CANTU ENERGETICA S/A	PCH CANTU 2	19.807	10.140	9.500	1/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	12/31/2047
4098/2017	12/5/2017	140	BRENNAND ENERGIA MANOPLA S/A	PCH LUIZ DIAS LINS	5.751	3.000	2.600	1/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	12/31/2047
4099/2017	12/5/2017	141	Geração Céu Azul S.A.	UHE BAIIXO IGUACU CEU	245.140	119.910	84.700	12/11/2018 ou operação comercial, o que ocorrer por último	11/11/2048	SP89	2.14	11%	Não	3/1/2019	11/11/2048

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

4100/2017	12/5/2017	142	ENERGETICA SERRA DA PRATA S.A.	COLINO 2	16.000	4.690	4.690	8/1/2018	4/29/2028	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	4/29/2028
4101/2017	12/5/2017	143	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	UHE BAIXO IGUACU COP	105.600	51.390	36.300	12/11/2018 ou operação comercial, o que ocorrer por último	11/11/2048	SP89	2.14	11%	Não	3/1/2019	11/11/2048
4101/2017	12/5/2017	145	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	CAVERNOSO 2	19.008	10.560	7.600	1/1/2018	12/31/2042	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	12/31/2042
4102/2017	12/5/2017	146	COMPANHIA ENERGÉTICA CANOAS	ADO POPINHAK	22.600	12.340	10.400	5/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	5/1/2018	12/31/2047
4103/2017	12/5/2017	147	XAVANTINA ENERGETICA S.A.	XAVANTINA	6.075	3.540	3.100	1/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	12/31/2047
4163/2017	12/11/2017	148	SANTA HELENA ENERGIA S/A	PCH YPE	30.000	19.300	16.700	1/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	12/31/2047
4163/2017	12/11/2017	149	ENERGETICA FAZENDA VELHA S/A	FAZENDA VELHA	16.500	8.900	6.700	1/1/2018	12/31/2047	SP100	13.18	0%	Não	1/1/2018	12/31/2047
2586/2018	11/12/2018	150	PCH GARCA BRANCA	GARCA BRANCA	6.500	3.400	3.200	01/01/2019 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2047	SP100	17.84	0%	Não	2/1/2019	12/31/2047
2744/2018	11/27/2018	151	PINHAL GERADORA DE ENERGIA S A	PCH PITO	4.000	2.300	2.232	01/01/2019 ou operação comercial, o	12/31/2047	SPR100	17.93	0%	Não	2/1/2019	12/31/2047

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

								que ocorrer por último							
2889/2018	12/7/2018	152	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	COLÍDER	300.000	178.100	125.000	01/01/2019 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2044	SP89	5.34	11%	Não	3/9/2019	12/31/2044
2875/2018	12/7/2018	153	COMPANHIA ENERGETICA SINOP S/A	UHE Sinop	401.880	242.800	215.800	01/01/2019 ou operação comercial, o que ocorrer por último	11/29/2048	SP95	11.41	5%	Não	9/17/2019	11/29/2048
3256/2019	11/22/2019	154	TIBAGI ENERGIA SPE S.A.	Tibagi Montante	36.000	20.260	19.000	01/01/2020 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2049	SP100	21.41	0%	Não	1/1/2020	12/31/2049
3276/2019	11/25/2019	155	Serra dos Cavalinhos I Energética S.A.	SERRA CAVALLINHOS 1	25.000	14.740	14.100	01/01/2020 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2049	SP89	7.52	11%	Não	1/1/2020	12/31/2049
3312/2019	11/28/2019	156	Hidrelétrica Areia Branca S.A.	Areia Branca	19.800	11.120	10.370	01/01/2020 ou operação comercial, o	12/9/2029	SP100	21.41	0%	Não	1/1/2020	12/9/2029

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

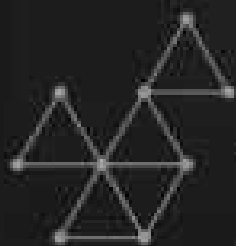
								que ocorrer por último							
3462/2019	12/10/2019	157	Secretário Energia S.A	PCH Secretário	2.680	1.400	1.200	01/01/2020 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2049	SP95	14.32	5%	Não	1/1/2020	12/31/2049
3489/2020	12/10/2020	158	RECANTO ENERGÉTICA SPE S/A	PCH Recanto	9.110	5.320	5.300	01/01/2021 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2050	SP100	24.2	0%	Não	1/1/2021	12/31/2050
3595/2020	12/18/2020	159	São Luiz Energia S.A	PCH São Luiz	10.500	5.710	4.300	01/01/2021 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2050	SP100	24.2	0%	Não	1/1/2021	12/31/2050
3586/2020	12/17/2020	160	Três Leões Participações S.A	PCH Barra do Leão	3.570	1.940	1.900	01/01/2021 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2050	SP100	24.2	0%	Não	1/1/2021	12/31/2050

Empreendimentos que desistiram da repactuação.

SDP IOF 1964/2020 - PRODUTO 3 - PREMISSAS

Nº TERMO DE REPACTUAÇÃO	EM-PREENDEDOR DESPACHO	ATIVO	POTÊNCIA INSTALADA (Mwmed) CAP_T	GARANTIA FÍSICA (MWmed) (GF)	MON-TANTE DE ENERGIA REPACTU-ADO (MWmed)	INÍCIO CESSÃO DO RISCO	TÉRMINO CESSÃO DO RISCO	CLASSE	FATOR F	PERMANECE COM SECUNDÁRIA	INÍCIO DO PRAZO DE REPACTUAÇÃO DO PRÊMIO DE RISCO	TÉRMINO DO PRAZO DE REPACTUAÇÃO DO PRÊMIO DE RISCO
131	RIO SUCURIU ENERGIA S.A	BURITI (ACEP)	30.000	25.580	25.120	7/1/2016	1/24/2027	SP100	0%	Não	-	-
144	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.	COLIDER	300.000	179.600	125.000	01/01/2018 ou operação comercial, o que ocorrer por último	12/31/2044	SP89	11%	Não	-	-

ANEXO J – RELATÓRIO DO PRODUTO 4



PSR



Análise dos impactos econômicos e financeiros de cenários de modernização do Setor Elétrico Brasileiro

SDP JOF 1964/2020

Produto 4

Simulação dos primeiros cenários

Versão 1.1 – 22 de novembro de 2021

Índice

1	Introdução e objetivo	3
1.1	Objetivo do projeto.....	4
1.2	Objetivo deste relatório	4
1.3	Organização do relatório	4
2	Visão geral do Escopo do projeto.....	5
2.1	Etapa A – Definição do estudo.....	5
2.2	Etapa B – Análise quantitativa de cada desenho de mercado.....	5
2.2.1	Atividade 4 - Expansão da capacidade de geração/transmissão.....	5
2.2.2	Atividade 5 - Simulação probabilística da operação e cálculo do preço “spot”	6
2.2.3	Atividade 6 - Otimização de contratos.....	7
2.2.4	Atividade 7 – Evolução dos custos de energia de cada segmento de consumo....	7
2.3	Etapa C – Análise dos resultados	8
2.3.1	Atividade 8 – Comparação entre as alternativas de desenho de mercado	8
2.3.2	Atividade 9 – Seleção da alternativa mais adequada e “road map” de transição.	8
3	Cenários Simulados.....	9
4	Metodologia	11
4.1	Plano de Expansão Ótimo	11
4.2	Simulação Hidrotérmica.....	12
4.2.1	Visão Geral	12
4.2.2	Cenários sintéticos de vazões	12
4.2.3	Aversão ao risco.....	13
4.3	Simulação de Mercado.....	14
4.4	Otimização de Portfolio	15
4.5	Simulação da Contabilidade da CCEE.....	16
4.6	Restrições de Reserva Probabilística	16
5	Evolução histórica do SIN	19
5.1	Capacidade instalada e aspectos operativos	19
5.2	Generation Scaling Factor (GSF)	20
5.3	Preço de Liquidação das Diferenças – PLD	21
5.4	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST	22
5.5	Encargos Setoriais	23
5.5.1	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)	24
5.5.2	Encargo de Energia de Reserva e Encargo de Serviço de Sistema.....	24
5.5.3	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).....	25

5.6 Tarifa de Fornecimento do Mercado Regulado	27
5.7 Ambientes de contratação.....	28
6 Visão geral das simulações.....	30
6.1 Demanda por energia elétrica	30
6.2 Sistema existente e expansão indicativa	30
6.3 Diferenças metodológicas entre os casos.....	33
7 Resultados	34
7.1 Aspectos físicos	34
7.1.1 Expansão do sistema.....	34
7.1.2 Perfil de geração	38
7.1.3 Balanço entre oferta e demanda	41
7.1.4 Emissões.....	43
7.2 Aspectos comerciais.....	45
7.2.1 PLD	45
7.2.2 Generation Scaling Factor (GSF)	49
7.2.3 Preço no Mercado Livre	50
7.2.4 Encargos Setoriais.....	53
7.2.5 Tarifa de Fornecimento.....	84
8 Conclusão	89
9 Próximos Passos	95
ANEXO A – Glossário	96
ANEXO B – Devolução de ICMS por Distribuidora.....	101
ANEXO C – Descritivo das Ferramentas Utilizadas.....	103

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional e onde os leilões de energia ganharam protagonismo, tornando os consumidores regulados os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019, determinando que, até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, interessada em avaliar de forma antecipada e em profundidade as implicações econômicas e financeiras dessas potenciais mudanças assim como as opções disponíveis à liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, diminuindo a competitividade do país ao ponto de inviabilizar atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de uma expansão inadequada resultando em blackouts ou racionamentos energéticos deletérios à economia, como em 2001; (c) as diferentes arbitragens regulatórias existentes no SEB que privilegiam certos segmentos, comprometendo a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de uma ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”;
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado deste projeto é um plano de ação que detalha o mecanismo de transição para se alcançar um cenário de desenho de mercado de mínimo custo de energia, incluindo sugestões de ações legais e infralegais a serem implementadas para lograr este objetivo.

1.2 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 4** deste projeto e objetiva apresentar os resultados das simulações dos três primeiros cenários para o desenho de mercado do Setor Elétrico Brasileiro que são: (i) *Business as usual*; (ii) Abertura potencial de mercado; (iii) Abertura potencial de mercado e leilão centralizado de lastro.

Uma análise comparativa entre os planos de expansão do sistema elétrico até 2040 será feita considerando-se os cenários de projeção de PIB (referência e transformador). Uma análise das mudanças nos aspectos comerciais também será feita. As premissas de cada caso já foram apresentadas no **Produto 3** e, por esta razão, não serão incluídas nesse relatório.

1.3 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta uma breve descrição das atividades envolvidas no escopo do projeto, focando nas atividades previstas para esse relatório. O Capítulo 3 aborda os casos que são considerados nesse estudo. O Capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada para simular os casos, destacando as principais diferenças de procedimento em cada cenário. O Capítulo 5 apresenta uma evolução histórica do setor de geração no SIN a fim de facilitar a análise mais abrangente dos resultados para o horizonte de planejamento 2040 feita no Capítulo 6, que também compara os resultados. O Capítulo 7 apresenta as conclusões e o Capítulo 8 os próximos passos.

2 VISÃO GERAL DO ESCOPO DO PROJETO

O diagrama abaixo apresenta as principais etapas do estudo, bem como as atividades previstas em cada etapa. Nesse relatório, abordaremos as atividades 4 a 8 para as três primeiras alternativas de desenho de mercado, que serão apresentadas em mais detalhe na próxima seção.



Figura 2-1 - Etapas de realização do projeto

2.1 Etapa A – Definição do estudo

Como indicado na figura, esta etapa incluiu as seguintes atividades: (i) escolha das alternativas de desenho de mercado; (ii) premissas básicas do estudo com relação à modelagem dos componentes, simulações etc.; e (iii) bases de dados utilizadas. Os resultados dessas atividades já foram apresentados nos Produtos 1 a 3 e, portanto, não serão abordados nesse relatório.

2.2 Etapa B – Análise quantitativa de cada desenho de mercado

De maneira simplificada, o custo total do suprimento de eletricidade para cada classe de consumo resulta da soma de quatro parcelas: (i) custo de adquirir a energia, incluindo reservas de geração; (ii) custo de infraestrutura e serviços auxiliares: transmissão/distribuição, suporte reativo, compensação por perdas etc.; (iii) encargos por razões de política energética (compensação de tarifas para sistemas isolados, incentivos, subsídios etc.); e (iv) impostos e tributos. Nesta etapa do estudo são calculados custos das três primeiras parcelas.

2.2.1 Atividade 4 - Expansão da capacidade de geração/transmissão

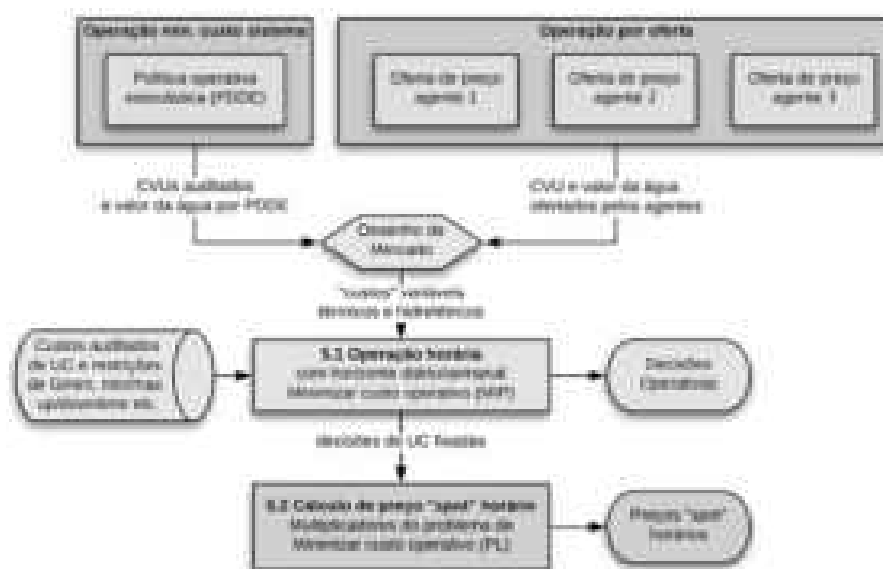
O custo da energia depende basicamente da remuneração da soma dos custos de investimento e operação das unidades geradoras. Portanto, o primeiro passo é determinar um cenário de *expansão da capacidade de geração/transmissão* ao longo do período de estudo.

Dependendo do desenho do mercado, o “motor” principal desta expansão de capacidade será diferente. Por exemplo, no desenho “business as usual” (BAU), a expansão é basicamente determinada pelo seguinte conjunto de mecanismos regulatórios: (i) demanda deve estar 100% contratada e o montante contratado deve estar respaldado por garantia física; (ii) o suprimento da demanda do ACR é realizado através de leilões de contratos; e (iii) o governo pode determinar a contratação de capacidade de geração adicional (energia de reserva) caso considere que a expansão resultante dos mecanismos (i) e (ii) não atenda os critérios sistêmicos de confiabilidade de suprimento. No outro extremo, o principal sinal econômico para a expansão da capacidade em um desenho de mercado “100% liberalizado” será o preço “spot”, formado por esquemas de oferta de preços dos geradores. Se houver escassez de oferta de geração, o preço “spot” aumenta, tornando atraente a remuneração dos investimentos em nova capacidade. Como se sabe, este é um processo de equilíbrio dinâmico entre oferta e remuneração, pois a entrada de nova capacidade reduz o preço “spot”.

A metodologia adotada para expansão da capacidade dependerá do processo de formação de preços de curto prazo no desenho de mercado que está sendo avaliado: (a) preços “spot” calculados por modelos computacionais (situação atual) - neste caso, a expansão resultante de cada desenho de mercado será formulada como um problema binível de minimização do custo da energia para o consumidor e resolvida por técnicas de otimização estocástica; (b) preços “spot” calculados por oferta - neste caso, a expansão resultante de cada desenho de mercado é representada como um processo de equilíbrio de Nash multi-estágio.

2.2.2 Atividade 5 - Simulação probabilística da operação e cálculo do preço “spot”

O diagrama a seguir mostra os principais passos desta atividade.



Passo 5.1 - Operação horária

A operação horária em cada estágio (dia/semana) é formulada como um problema de otimização com variáveis inteiras (MIP) cujo objetivo é minimizar a soma dos custos operativos ao

longo daquele estágio. Os dados de entrada para o modelo de otimização são os *custos variáveis de operação* (CVUs) das térmicas e os *custos de oportunidade das hidrelétricas*. Como mostra o diagrama, estes custos dependem do desenho de mercado.

- *Operação de mínimo custo sistêmica* (situação atual) - os custos operativos variáveis (CVUs) das termelétricas são valores auditados; os custos de oportunidade das hidrelétricas correspondem aos “valores da água” calculados pela política operativa estocástica (algoritmo de programação dinâmica dual estocástica, PDDE).
- *Preços/quantidades definidos por oferta* – Neste caso, tanto os CVUs das termelétricas como os custos de oportunidade das hidrelétricas serão definidos por ofertas dos agentes, através do modelo OptBid.

Observa-se adicionalmente que os chamados “parâmetros técnicos” das termelétricas (custo de “unit commitment” (UC), geração mínima, mínimo/máximo “uptime”/“downtime” etc.) serão auditados em ambos os casos.

Passo 5.2 Cálculo dos preços “spot”

Como indicado no diagrama, os preços “spot” também são calculados a partir de um modelo de otimização operativa com resolução horária, muito parecido com modelo operativo 5.1. A única diferença é que as decisões de “unit commitment” do modelo 5.2 estão *fixadas* nos valores ótimos calculados pelo modelo 5.1. Como consequência, o modelo 5.2 corresponde a um problema de otimização de programação linear (PL). Os preços “spot” são dados pelos *custos marginais* (“preços sombra”) associados às equações de atendimento à demanda na solução ótima do PL. No caso de representação detalhada da rede de transmissão, estes preços “spot” são calculados para cada barra e correspondem aos “locational marginal prices” (LMPs) propostos pelo professor William Hogan de Harvard e outros (A PSR realizou em 2013 um estudo financiado pela CAF sobre a possibilidade de adoção de LMPs no Brasil). No caso de representação da rede por regiões/zonas elétricas, resultam os preços “spot” “por submercado atualmente adotados no Brasil.

2.2.3 Atividade 6 - Otimização de contratos

O objetivo da Atividade 6 é definir contratos entre a nova capacidade de geração definida na atividade 4 (e para a geração existente) e os agentes de consumo no ACR e ACL. Para essa atividade, será utilizado o modelo Optfolio, que será descrito em mais detalhes na seção de metodologia desse relatório.

2.2.4 Atividade 7 – Evolução dos custos de energia de cada segmento de consumo

O resultado da Etapa B será a evolução dos custos de adquirir a energia propriamente dita, incluindo reservas de geração; do custo de infraestrutura e serviços auxiliares: transmissão/distribuição, suporte reativo, compensação por perdas etc.; dos encargos por razões de política energética (compensação de tarifas para sistemas isolados, incentivos/subsídios, contratação de reserva de capacidade, etc.); e dos impostos e tributos.

2.3 Etapa C – Análise dos resultados

2.3.1 Atividade 8 – Comparação entre as alternativas de desenho de mercado

As métricas propostas de comparação entre as diversas alternativas de desenho incluem:

- Custo médio e incremental de suprimento para cada segmento de consumo, decomposto nas parcelas: (i) energia: como visto acima, valor presente do valor esperado (ajustado a risco) de adquirir energia (contratos mais compras no “spot”); (ii) infraestrutura de transmissão/distribuição e serviços auxiliares; (iii) encargos e subsídios; e (iv) impostos.
- Segurança de suprimento de energia – dado pela soma do custo de racionamento e do custo de interrupção.

2.3.2 Atividade 9 – Seleção da alternativa mais adequada e “road map” de transição

Nesta atividade o Grupo Consultor irá indicar qual cenário seria o desejável, por apresentar a menor evolução dos custos internos ao setor (custos referentes aos serviços de geração e aos custos de infraestrutura) e externos ao mesmo (por exemplo, relacionada às emissões de gases de efeito estufa). Uma vez selecionado o cenário desejável, o Grupo Consultor construirá uma lógica de transição do cenário Business as Usual para o desejável, indicando um “road-map” de implementação e os principais marcos regulatórios. Esta atividade será abordada a partir do **Produto 6**.

3 Cenários Simulados

No relatório do Produto 3, a seguinte figura havia sido apresentada com os oito cenários que seriam avaliados neste projeto.

Todos cenários estão sendo submetidos para os intervenientes		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de migração de ACR p/ a BCL	Despacho por Oferta de Preço?	Descontização e Preço de Mercado
1	Sistema de Usinas com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X	X
2	Abertura potencial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X	X
3	Abertura potencial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X	X
4	Abertura potencial do mercado, Leilão Centralizado de Lastro e Descontização	☑	Livre	X	☑
5	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X	X
6	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X	X
7	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑	X
8	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço, Leilão Centralizado de Lastro e Descontização	☑	Livre	☑	☑

Figura 3-1 - Descrição dos oito cenários apresentados no Produto 3

Contudo, com a aprovação da MP 1.031/2021 (convertida na Lei 14.182/2021), que dispunha sobre a capitalização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, todos os casos passaram a considerar a descontização da empresa. Assim, os **Cenários 4 e 8** podem ser eliminados, uma vez que não haveria distinção entre esses e os **Cenários 3 e 7**, respectivamente.

Com a redução do número de casos, decidiu-se também adicionar um novo caso que deverá considerar o leilão centralizado de lastro, a abertura total do mercado e o despacho por oferta de preço. O conjunto total de casos a serem simulados, já com o ajuste de numeração com a exclusão de dois e a inclusão de um, aparece na figura a seguir.

Todos cenários estão sendo submetidos para os intervenientes		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de migração de ACR p/ a BCL	Despacho por Oferta de Preço?
1	Sistema de Usinas com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X
2	Abertura potencial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X
3	Abertura potencial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X
4	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X
5	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X
6	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑
7	Abertura total do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	☑

Figura 3-2 - Descrição dos sete cenários que serão simulados

Os resultados dos três primeiros cenários estão descritos nesse relatório (Produto 4), enquanto os cenários seguintes farão parte do Produto 5. Uma breve descrição dos casos que serão analisados, já com a numeração ajustada, é apresentada a seguir:

Produto 4		Produto 5	
Abertura do mercado, tratamento dos contratos legados e mecanismos para adequação de suprimento		Todos os consumidores livres, mecanismo de venda da energia dos contratos legados para o mercado e oferta de preço	
1. Business as Usual Desenho de mercado baseado no arcabouço legal e regulatório atual com a MP998. Considera obrigação de 100% de contratação respaldada por garantia física, leilão de reserva de capacidade, despacho por custo e cronograma de abertura de mercado para toda a alta Tensão.	2. 100% Potencialmente Livre e Leilão de Reserva Similar ao Cenário 1 , porém com todos os consumidores podendo ser totalmente livres ou permanecer no ACR.	4. 100% Livre e Leilão de Reserva Similar ao Cenário 2 , porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.	5. 100% Livre e Leilão Centralizado de Lastro Similar ao Cenário 3 , porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.
3. 100% Potencialmente Livre e Leilão Centralizado de Lastro Similar ao Cenário 2 , porém com a coordenação da expansão sendo realizada através de leilões centralizados para a contratação de lastro para respaldar a demanda de energia e de ponta.	6. 100% Potencialmente Livre, Leilão de Lastro e Oferta de preço Similar ao Cenário 3 , incluindo a substituição do despacho por custo pela oferta de preço e uma análise qualitativa do poder de mercado da Eletrobras	7. 100% Livre, Leilão de Lastro e Oferta de preço Similar ao Cenário 6 , porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.	

Figura 3-3 - Descrição do escopo de cada cenário

Além dos casos simulados, o **Produto 5** incluirá também uma análise qualitativa do poder de mercado da Eletrobras para avaliar aperfeiçoamentos regulatórios e de monitoramento de mercado necessários para evitar esse poder de mercado no contexto do caso 6. Essa análise já estava prevista no início do projeto para o Cenário 8 original.

4 Metodologia

A Figura 4-1 descreve de forma resumida a metodologia utilizada para produzir os cenários de expansão do sistema elétrico brasileiro até 2040 para cada alternativa de desenho de mercado. Para cada plano de expansão, é feita a simulação da operação para o horizonte definido de modo a calcular e comparar o custo total da energia entre os cenários avaliados.

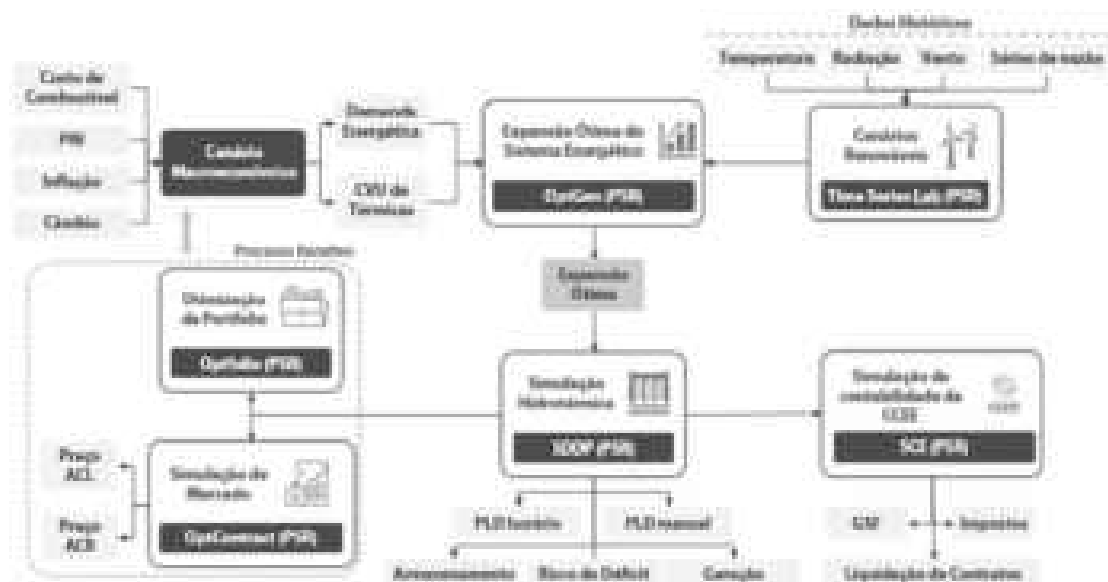


Figura 4-1 – Resumo da Metodologia para simulação dos casos

4.1 Plano de Expansão Ótimo

O cálculo da expansão ótima do SIN é subdividido em dois horizontes: o de curto e médio prazo (até 2025), e o de longo prazo. A expansão da oferta de curto e médio prazo (até 2025) é projetada de acordo com o Plano Mensal de Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS), que inclui as plantas operacionais e as já contratadas, cujas datas de entrada em operação são divulgadas por meio do RALIE (sistema de acompanhamento de implementação de projetos da Aneel)¹. Já para o longo prazo, a expansão é obtida por critério econômico, respeitando o fato de que os consumidores devem ser 100% respaldados por certificados de energia firme (garantia física).

Para o plano de longo prazo, é utilizado o modelo computacional de planejamento de expansão de capacidade denominado OptGen, desenvolvido pela PSR. Este modelo de otimização obtém a expansão ideal de geração e transmissão que minimiza o custo total do sistema, que consiste na soma do custo operativo e dos custos de investimento².

¹ Existe atualmente uma discussão no âmbito da Aneel (Tomada de Subsídio 09/2021) sobre a forma de inclusão de projetos voltados para o Mercado Livre com obras ainda não iniciadas no contexto de um mercado com cada vez mais projetos para o ACL. Neste trabalho será considerada a proposta trazida pela Aneel, que será detalhada mais a frente neste documento.

² O modelo considera a possibilidade de investimentos em ativos de transmissão e geração.

Como variáveis de entrada para esse modelo, considera-se o crescimento projetado de demanda elétrica, custo de operação das usinas termoelétricas, curvas de custo de investimento de diferentes fontes de energia e as restrições e requisitos do sistema. Além disso, o modelo considera diversos cenários de geração renovável intermitente, calculados pelo Time Series Lab - TSL, e de projeção de vazões, realizando, portanto, uma otimização sob incerteza. Para que seja possível considerar as características aportadas pelas diferentes fontes de geração, além da variabilidade da geração destes ativos, o OptGen realiza a otimização considerando uma representação horária da operação do sistema.

4.2 Simulação Hidrotérmica

4.2.1 Visão Geral

A simulação da operação do sistema é realizada utilizando o modelo computacional SDDP, desenvolvido pela PSR, que possui a implementação da metodologia oficial vigente para formação de preço no Sistema Elétrico Brasileiro. A metodologia visa otimizar o custo de operação do sistema, realizando o trade-off entre a função de custo futuro e custo imediato de geração. Estes custos são dados pela precificação do “valor da água” das usinas hidrelétricas e previsão do custo variável unitário de todas as usinas térmicas considerando as perspectivas para a evolução da oferta e demanda energética.

As simulações com o modelo SDDP são realizadas considerando o plano de expansão, a demanda e o custo de combustível. Um conjunto de 1200 séries de hidrologia equiprováveis é utilizado na avaliação probabilística da operação do sistema, preservando as correlações temporais de cada hidrelétrica e correlações espaciais entre elas. Estas séries são geradas pelo TSL de forma a também capturar as correlações cruzadas mensais entre hidrologia e produção eólica e solar.

4.2.2 Cenários sintéticos de vazões

O modelo estocástico de vazões é baseado no registro histórico oficial, com dados de 1931 a 2019. No entanto, tem-se observado nos últimos anos uma redução nas vazões em todos os submercados, mas que ainda não podem ser vistas como uma mudança estrutural nos padrões de vazão (a exceção é o submercado Nordeste), conforme mostrado no gráfico abaixo.

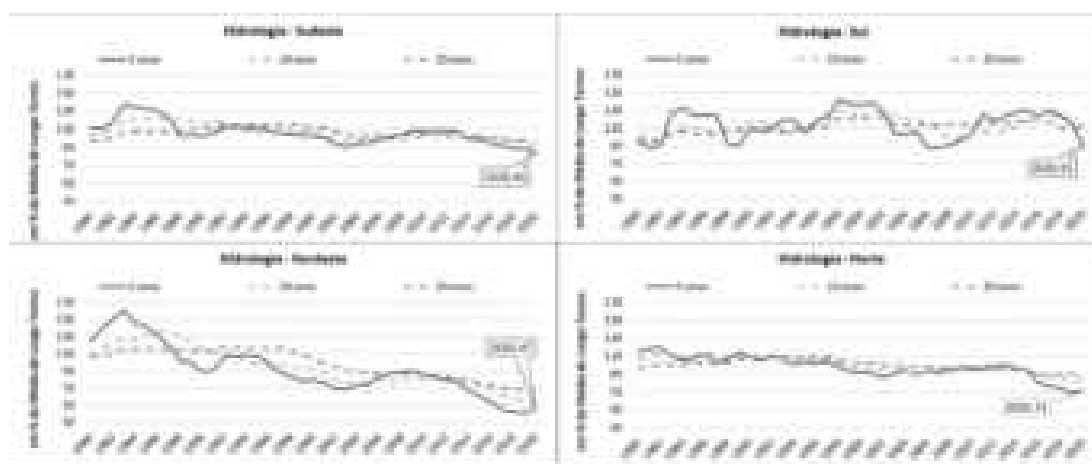


Figura 4-2 – Histórico das médias móveis das afluições em cada submercado

Assim, para este estudo, as vazões estimadas pelo modelo estocástico serão reduzidas de forma que a média dos cenários sintéticos sejam iguais a:

- Média dos últimos 5 (cinco) anos para 2021-2025;
- Média dos últimos 10 (dez) anos para 2026-2030;
- Média dos últimos 20 (vinte) anos para 2031-2040.

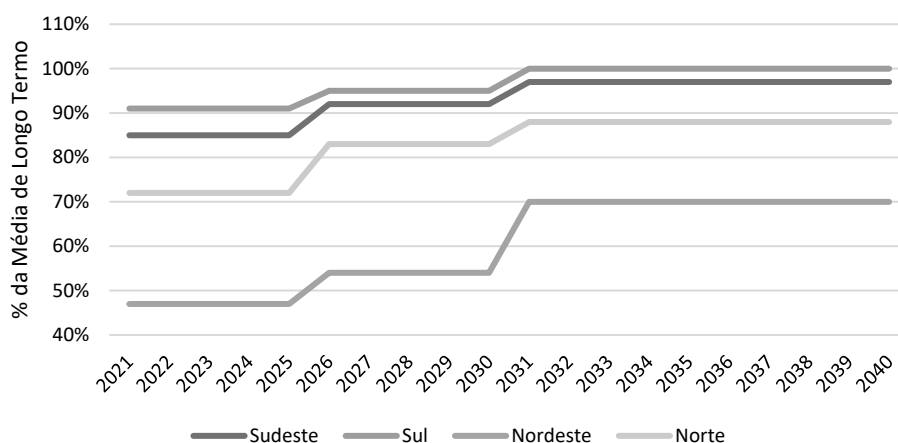


Figura 4-3 – Média da projeção de cenários sintéticos de vazões para cada submercado

4.2.3 Aversão ao risco

A simulação do despacho hidrotérmico é realizada considerando a metodologia oficial vigente, o que inclui a utilização das seguintes medidas de risco na formação de preço: (i) inclusão de termo relativo ao custo a nível de CVaR na função objetivo do problema de otimização; (ii) despacho térmico forçado segundo a linha guia do ONS.

Atualmente, a função objetivo do problema de otimização do despacho é composta pela média ponderada entre o valor esperado dos cenários de custo e o CVaR desta distribuição. Os parâmetros oficiais do governo são: $\alpha = 50\%$ e $\lambda = 35\%$, onde α é o percentual da amostra de séries com maior ponderação no cálculo da média e λ a ponderação dada a estas séries.

Além disso, existe atualmente a previsão de despacho fora da ordem de mérito (geração não econômica), a fim de aumentar a segurança de suprimento. O despacho é realizado observando o nível do armazenamento nos reservatórios e considerando faixas de CVU das usinas. A saber:

- Curva A: Usinas com $CVU \leq 268$ R\$/MWh (UTE Termorio);
- Curva B: Usinas com $CVU \leq 612$ R\$/MWh (UTE Termomacaé);
- Curva C: Todas as usinas.

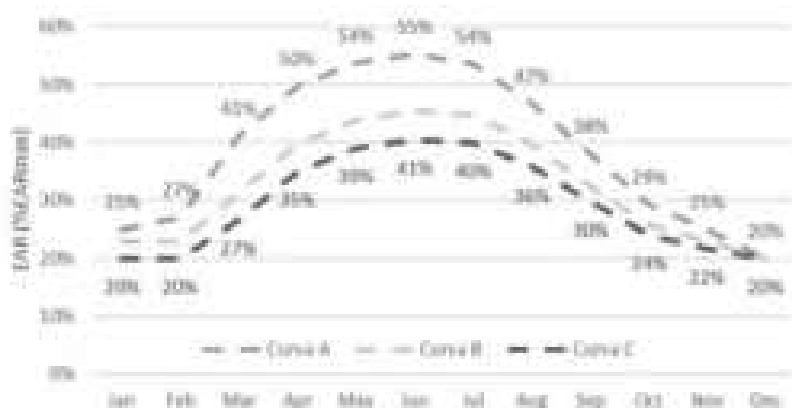
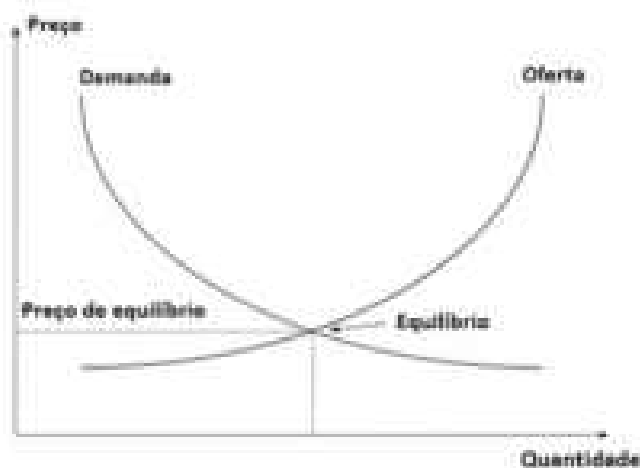


Figura 4-4 - Curva guia para despacho fora da ordem de mérito

4.3 Simulação de Mercado

Nesse estudo, a simulação de mercado é feita pelo modelo de otimização OptContract, desenvolvido pela PSR. Esse modelo calcula o equilíbrio entre o mercado livre e o regulado e seus principais resultados são o nível ótimo de migração dos consumidores, decisões contratuais, tarifas no mercado regulado e preços de contrato no mercado livre.

O cálculo dos preços de energia no mercado livre convencional é feito por uma funcionalidade dentro do modelo denominada de OptPrice, que constrói as curvas de oferta do gerador (o montante de energia que ele está disposto a vender, a cada preço) e de demanda do consumidor (sua disposição a contratar, a cada preço) baseado nas perspectivas energéticas para o sistema elétrico. O ponto de interseção dessas curvas determina o preço do contrato.



De forma simplificada, o OptPrice calcula os preços no mercado livre convencional da seguinte forma:

- Determina o volume de energia negociada em contratos que, ao mesmo tempo, maximiza a receita do gerador e minimiza a despesa do consumidor;
- Para os geradores, o problema consiste em definir o montante de energia vendido em contratos considerando a incerteza da receita no mercado spot, devido à variabilidade

da sua geração e do preço spot, e o seu custo de oportunidade de vender a energia no mercado de curto prazo (PLD + spread);

- Pelo lado do consumidor, o modelo calcula sua disposição a comprar contratos considerando que seu custo de oportunidade é comprar contratos no mercado de curto prazo (PLD + spread) e respeitando a obrigação (regulatória) de que todo consumo é obrigado a estar 100% contratado (afetado mensalmente através da média móvel dos últimos 12 meses);
- O OptPrice considera que os agentes são avessos ao risco e, portanto, suas decisões são baseadas na combinação convexa entre o Valor Esperado e o Conditional Value at Risk (CVaR) da distribuição de probabilidade da receita ou despesa.

O preço de cada contrato é obtido de maneira indireta neste problema de otimização, por meio da variável dual da quantidade ótima determinada pelo modelo.

Os principais inputs do modelo de otimização são:

1. As perspectivas de longo prazo para o PLD, GSF e geração renovável, que são resultados produzidos pela simulação do despacho hidrotérmico realizada pelo modelo SDDP
2. Disponibilidade de garantia física no mercado livre: esse cálculo é feito para avaliar o risco de liquidez dos consumidores livres, que são obrigados a estar 100% contratados.

4.4 Otimização de Portfolio

O OptFolio, modelo também desenvolvido pela PSR, é uma ferramenta analítica que visa auxiliar os tomadores de decisão na gestão de portfólios de projetos de energia – compostos por ativos físicos e financeiros – levando riscos em consideração. Usando uma abordagem de simulação de Monte-Carlo combinada a técnicas de otimização e estatísticas de risco, como *Value-at-Risk* (VaR) e *Conditional-Value-at-Risk* (CVaR) a ferramenta permite que os gerentes de portfólio avaliem e otimizem estratégias de investimento em ativos e/ou compra e venda de energia.

No contexto deste trabalho, o módulo de otimização de portfólios é utilizado para avaliar a atratividade econômico-financeira de diferentes projetos, sob a ótica de investidores individuais. Para tanto, são consideradas informações a respeito do financiamento, potenciais contratos futuros, liquidação no mercado de curto-prazo, perfil de aversão ao risco de cada investidor etc. A finalidade é atingir um compromisso razoável entre o plano de expansão ótimo, sob o ponto de vista de um planejador central, e a viabilidade financeira dos projetos individuais propostos, por meio da avaliação da atratividade econômica de cada um destes.

Utilizando, dentre outras, as informações acerca dos preços contratuais obtidos pelo OptContract, o perfil de risco do agente, cenários de geração, preços de curto-prazo e financiamento dos projetos, este módulo calcula o fluxo de caixa e define o montante ótimo de contratação que maximiza o valor presente ajustado a risco para cada projeto. Como resultado, são indicados se os projetos são economicamente viáveis sob a ótica de risco-retorno (valor presente ajustado positivo) ou não (valor presente ajustado negativo). Para os últimos, o software calcula o valor necessário para torná-lo viável, também chamado de “Prêmio de Risco”. Este valor

é acrescido à premissa inicial do custo de investimento do projeto e o modelo OptGen é executado novamente, gerando um novo plano de expansão. Se todos os projetos selecionados possuem um valor presente ajustado a risco não negativo, o processo convergiu – todos os projetos são financeiramente viáveis.

A descrição desse processo iterativo está na Figura 4-5.

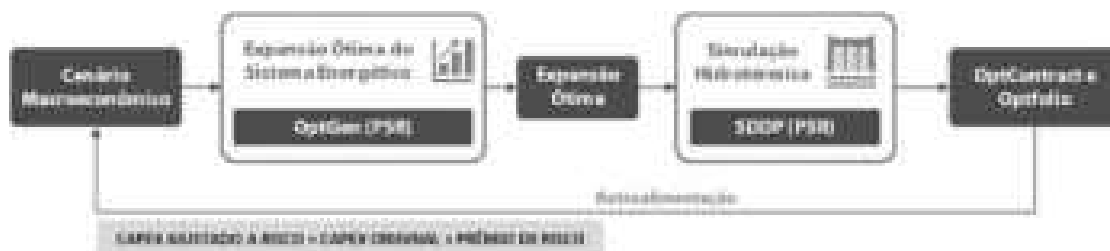


Figura 4-5 - Processo iterativo para consideração da visão do investidor na expansão

4.5 Simulação da Contabilidade da CCEE

A simulação da liquidação financeira da CCEE no mercado brasileiro de energia é feita pelo modelo SCE, também desenvolvido pela PSR. O modelo simula as regras comerciais do mercado brasileiro de eletricidade e seus principais efeitos nas empresas, considerando desde elementos macro, como a alocação da geração hidrelétrica de acordo com o MRE e encargos de serviços do sistema, até questões específicas, como a exposição financeira das empresas.

Da mesma forma que a simulação do sistema, o SCE contempla as 1200 séries hidrológicas utilizadas na simulação do SDDP. Um dos resultados-chave produzidos pelo SCE é o Generation Scaling Factor (GSF) das usinas. Nos casos simulados, o SCE fornecerá:

- A simulação do MRE e consequente cálculo do Generation Scaling Factor (GSF);
- Projeção dos encargos setoriais (EER & ESS);
- Projeção dos custos variáveis das distribuidoras;
- Risco hidrológico (CCGF, Itaipu, contratos repactuados);
- COP & CEC de contratos por disponibilidade;
- Liquidação no Mercado de Curto Prazo.

4.6 Restrições de Reserva Probabilística

Dois componentes de reserva são considerados no modelo de planejamento de capacidade. O primeiro componente é definido *ex-ante* como uma porcentagem da demanda horária para compensar os erros de previsão e flutuações naturais ao longo do dia. O objetivo é que recursos flexíveis, como usinas hidrelétricas, unidades de resposta rápida e baterias respondam à variabilidade de demanda no curto-prazo. O segundo componente é uma Reserva *Probabilística Dinâmica* (RPD), que está relacionada à variabilidade da produção de fontes renováveis e destina-se a garantir a operação contínua do SIN considerando desvios entre a produção prevista e a verificada.

Os cálculos da RPD baseiam-se em cenários de geração renovável produzidos pelo Time Series Lab (TSL) da PSR. A reserva deve ser:

(i) *Probabilística*, ou seja, deve considerar o processo estocástico de variação da produção das renováveis em horas consecutivas;

(ii) *Dinâmica*, ou seja, considerar que a produção renovável varia ao longo das horas do dia e ao longo dos meses do ano. Em termos práticos, isso significa que a reserva operacional devido às renováveis é representada como um *perfil horário* (24 horas) que varia mensalmente devido ao padrão sazonal de produção renovável e por ano, pela entrada de nova capacidade de fontes renováveis variáveis.

O cálculo da reserva para cada mês é composto por quatro etapas:

1. Definição de uma *previsão* da geração renovável (processo não detalhado aqui).
2. Definição do *Erro de Previsão* – por exemplo, suponha que a geração renovável num cenário específico, seja de 9200 MW, e que a previsão para a hora 1 é de 9000 MW. Neste caso, teremos um erro de previsão de $9200 - 9000 = 200$ MW. Esses 200 MW correspondem, portanto, ao componente "estocástico" (imprevisível) da geração renovável. Esse cálculo de desvios é repetido para cada um dos cenários de produção renovável desta hora, produzidos pelo módulo TSL; em seguida, repete-se para a hora 2, e assim por diante. O resultado é uma matriz com S linhas (cenários) e 24 colunas (horas do dia). Cada elemento desta matriz contém um erro em MW, que pode ser positivo ou negativo, com relação à previsão da produção.
3. Definição das *Variações* destes erros de *previsão* da produção entre horas consecutivas – por exemplo, suponha que o erro para a hora 1, no cenário 1, seja de 200 MW. E que para a próxima hora (hora 2, cenário 1), seja de -300 MW (valor negativo). Isso significa que há uma variação do erro da produção renovável de $200 - (-300) = 500$ MW entre as horas 1 e 2. Por sua vez, isso aponta para a necessidade de aumento da geração para compensar 500 MW. Esse processo se repete para os S cenários das horas 1 e 2, e o resultado é um vetor com os requisitos de reserva.
4. Definição do valor de reserva probabilística para cada hora, como a seguinte expressão R^* ,

$$R^* = (1 - \lambda) E(R) + \lambda \text{Max}(R)$$

Onde $E(R)$ é a média dos valores absolutos da reserva para cada hora, e $\text{Max}(R)$ o máximo valor desse vetor. Finalmente, o peso λ representa o critério de risco do planejador. Na experiência da PSR com esse tipo de critério, um compromisso razoável é fazer $\lambda = 0.3$. Com esta escolha 70% do valor da reserva está ligado ao valor esperado, quando todos os cenários são considerados, e 30% com base na reserva *máxima* exigida, entre todos os cenários.

O método de cálculo da RPD tem aspectos interessantes:

- Pode representar conjuntamente a demanda horária e a geração renovável variável, portanto, a demanda líquida. Isso é útil se os dois processos estiverem correlacionados. Na Europa, a demanda elétrica aumenta durante dias de muito frio

(aquecimento), quando a energia eólica tende a diminuir. Assim os dois processos, quando combinados, aumentam a RPD;

- A metodologia ajusta dinamicamente a reserva num esquema de *horizonte rolante*, onde é possível selecionar o período futuro de previsão;
- Podem ser utilizados diferentes critérios de risco, como o CVar ou uma combinação de risco ao longo das etapas e cenários;
- Podem ser associados pesos aos cenários de produção renovável, relativos à probabilidade de aconteçam. Em caso de previsão perfeita, o peso seria 1 para o cenário *conhecido* e zero para todos os demais. Se *não* houver qualquer capacidade preditiva, todas as probabilidades são iguais a $1/S$.

A Figura 4-6 ilustra a integração das restrições da RPD à metodologia de planeamento de capacidade do OptGen. Percebe-se pelo processo, que as externalidades provocadas pelas variabilidades das fontes renováveis, sobretudo eólica e solar, são capturadas pelo processo decisório a parte de um requisito de atendimento da reserva (RPD), que por sua vez, está relacionado ao investimento em fontes renováveis variáveis. No curto prazo, as hidrelétricas existentes conseguem suprir estes requisitos, sendo necessário avaliar quais usinas atualmente não estão conectadas ao Controle Automático de Geração (CAG), mas precisariam em algum momento participar deste serviço para atender ao requisito de RPD, que cresce com a entrada das renováveis. Num futuro mais distante, outros recursos flexíveis serão necessários, como usinas térmicas de resposta rápida ou soluções de armazenamento de energia (baterias ou usinas reversíveis).

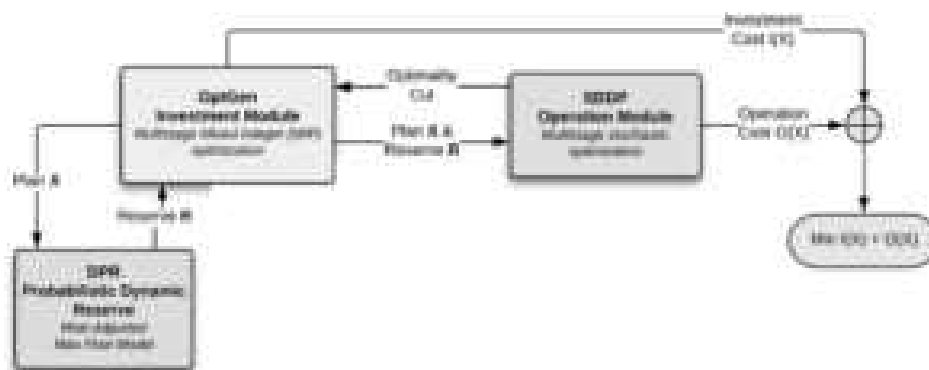


Figura 4-6 - Expansão ideal da capacidade com restrições dinâmicas de reserva probabilística (DPR)

5 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO SIN

5.1 Capacidade instalada e aspectos operativos

O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta ao final de 2021 com 172 GW de capacidade instalada, que são conectados com os centros de demanda por uma rede básica de transmissão (com tensão igual ou maior a 230kV) com mais de 145 mil quilômetros de extensão. Esse parque gerador conta com forte participação de energias renováveis, principalmente de hidrelétricas, mas também de eólica, solar e biomassa. O restante da matriz é composto principalmente por térmicas a gás. Há ainda pequena participação de usinas a diesel, carvão e nuclear.



Figura 5-1 – Capacidade Instalada por fonte (em %) - 2021³

Apesar de ainda ser a principal fonte de geração do país, a participação da hidroeletricidade na matriz elétrica vem diminuindo nos últimos 20 anos, sobretudo devido a entraves socioambientais à construção de novas usinas. Com isso, outras fontes apareceram como protagonistas na expansão de oferta, como térmicas a gás, biomassa e renováveis variáveis, como eólica e solar.

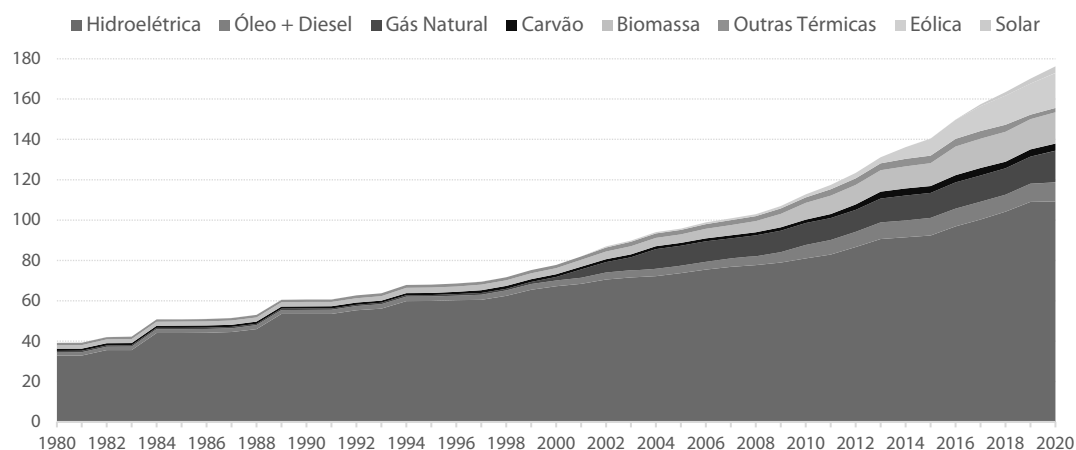


Figura 5-2 – Evolução da capacidade instalada (MW) do SIN. Fontes: Dados da ANEEL.

³ <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

Em termos de produção de energia, a predominância hidroelétrica vem perdendo espaço nos últimos anos tanto por uma menor expansão como por períodos hidrológicos menos favoráveis. O resultado combinado é exibido na Figura 5-3. Percebe-se que em 2020 cerca de 2/3 da produção nacional ainda foi desta fonte. A tendência é de redução gradual no médio/longo prazo à medida que as fontes eólica e solar, hoje já competitivas, se desenvolverem e aumentarem seu *market share* na matriz elétrica.

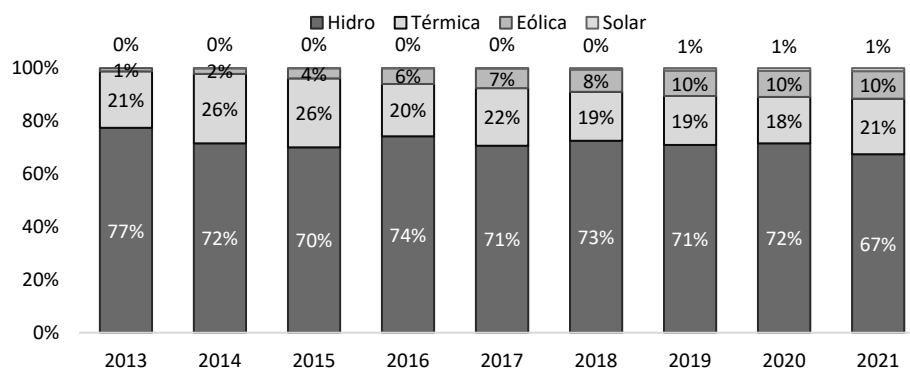


Figura 5-3 - Histórico de geração por fonte (Fonte: CCEE)

5.2 Generation Scaling Factor (GSF)

As usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cujo principal objetivo é mitigar o risco dos agentes hídricos devido aos diferentes regimes de chuvas e ao fato do despacho ser centralizado. A razão entre a geração hidrelétrica dentro do MRE e a soma de suas garantias físicas é conhecida como *Generating Scaling Factor* (GSF). Se esse fator for maior do que 1, há excedente de produção de energia e, se for menor do que 1, há déficit na alocação de energia do MRE. Este fator multiplicado pela garantia física de cada UHE resulta na quantidade de energia alocada a ela.

Nos últimos anos, o GSF tem ficado consistentemente abaixo de 1, conforme mostrado na Figura 5-4. Existem alguns fatores além de uma hidrológica desfavorável que ajudam a explicar essa permanência tão longa de GSF menor que 1, a saber:

- i. A metodologia para o cálculo da garantia física dos projetos estruturantes previa um aumento na energia assegurada destes ativos à medida que as máquinas entravam em operação comercial. No entanto, verificou-se *a posteriori* que estes valores estavam superdimensionados, o que aumentava a garantia física do bloco do MRE sem o aumento respectivo na capacidade de geração, reduzindo assim o GSF.
- ii. O atraso de algumas linhas de transmissão, cuja implementação estava sob a responsabilidade de empresas que faliram, afetou a capacidade de escoamento da produção hidroelétrica dos projetos estruturantes, reduzindo assim o GSF.
- iii. A contração da demanda, em decorrência das recentes crises econômicas no Brasil, associada ao aumento do *market share* das usinas renováveis não despacháveis (eólicas e solares) reduziu a demanda líquida do sistema a ser atendida pela geração hidrotérmica, o que por sua vez reduz o GSF.

- iv. Algumas usinas hidroelétricas há muito tempo vêm gerando abaixo da sua garantia física, o que indica a possibilidade da garantia física total do bloco do MRE ser superestimada, ressaltando assim a necessidade de uma revisão global destes certificados, como já foi feito em 2017.

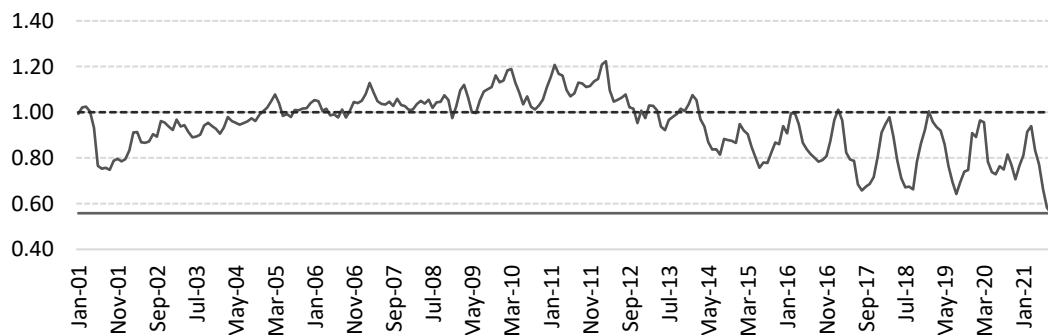


Figura 5-4 – Histórico do GSF Flat (Fonte: CCEE)

5.3 Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

O preço *spot* é uma das mais importantes variáveis nos mercados de energia, sendo fundamental para a precificação de contratos *forward* e na liquidação do mercado de curto prazo.

No SEB, este preço, referenciado como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), possui um perfil demasiadamente volátil. No histórico recente, foram diversos os fatores que impactam o preço *spot*, como mostra a Figura 5-5. No entanto, é consenso entre os agentes que os principais fatores para a formação do preço ainda são as condições de armazenamento dos reservatórios e as perspectivas para as aflúncias futuras. Neste sentido, os contratos de energia, tanto no Mercado Regulado (CCEAR) quanto no Mercado Livre (CCEAL), são importantes instrumentos de mitigação de risco contra a volatilidade dos preços *spot*.

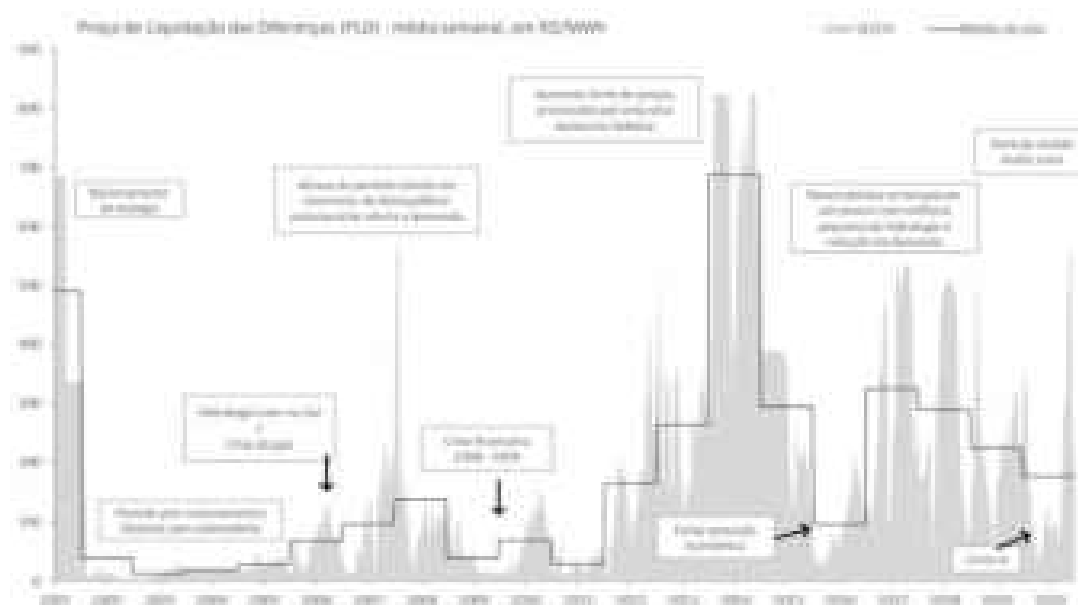


Figura 5-5 – Histórico do PLD do Sudeste, em R\$/MWh

5.4 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

No Brasil, as empresas concessionárias de transmissão (transmissoras) disputam em um leilão a concessão de um ativo de transmissão para construí-lo, mantê-lo e operá-lo pelo período de concessão, em geral de 30 anos. A empresa que oferecer a menor Receita Anual Permitida (RAP) para o ativo ganha o leilão. Dessa forma, existem múltiplas concessionárias de transmissão no Brasil.

Para custear a receita da transmissora, estabelece-se a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para todos os usuários da rede de transmissão, i.e., consumidores e geradores. Os consumidores são responsáveis pelo pagamento de 50% da RAP total e os geradores, os outros 50%. Com o intuito de guiar a expansão da geração do sistema, a TUST é distinta para cada ponto de conexão do sistema. A Figura 5-6 ilustra o processo de alocação de custo da transmissão.

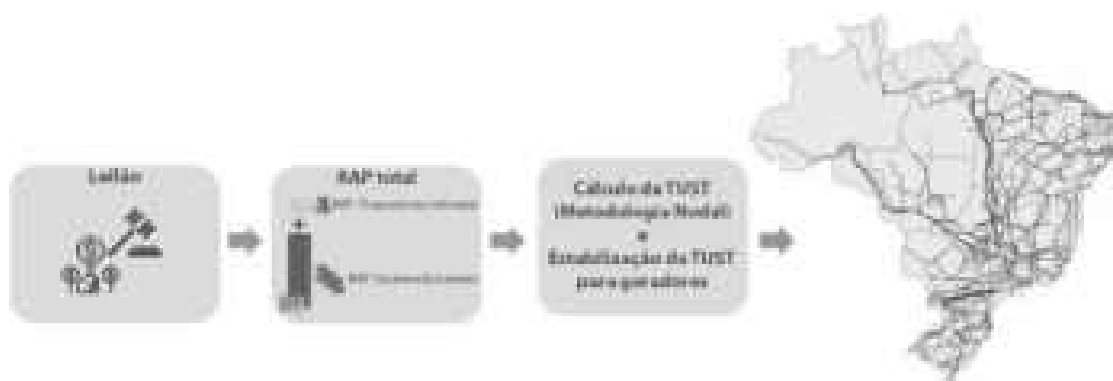


Figura 5-6 – Processo de alocação do custo de transmissão e cálculo das TUSTs

A TUST é calculada pela ANEEL através de uma metodologia denominada Nodal, que estabelece uma tarifa que varia por ponto de conexão. A TUST é multiplicada pelo Montante de Uso do Sistema de Transmissão do usuário (MUST), obtendo assim o valor total a ser pago, denominado Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST).

Dessa forma, a TUST varia de acordo com a topologia da rede de transmissão, a receita do sistema de transmissão (RAP) e a localização do usuário. Por isso, ela pode ser considerada volátil. De forma a transferir o risco de flutuações da TUST percebida pelos agentes de geração que participam dos leilões de energia nova para os consumidores (que podem absorvê-la de forma mais eficiente), a ANEEL estabeleceu um mecanismo de estabilização da TUST. Ela é mantida constante, em moeda real, por um horizonte de tempo de 10 anos ou para todo o período de outorga do gerador. Por isso que, na prática, a receita alocada para o segmento consumo não é exatamente 50%, mas a diferença entre a RAP total e o que foi arrecado pelos geradores, incluindo o mencionado mecanismo de estabilização.

A Figura 5-7 e a Figura 5-8 apresentam o histórico de alocação da RAP entre consumidores e geradores e a RAP total do sistema desde 2012, respectivamente. Observa-se uma redução significativa na RAP no ciclo 2012-2013⁴ e um aumento em 2017-2018 e depois em 2020-2021.

⁴ Ciclo extraordinário em decorrência da aprovação da MP 579/2010

Esse comportamento está associado à MP nº 579/2012 em que o Governo Federal estendeu o prazo de algumas concessões de transmissão em troca de redução na receita. Contudo, a definição do pagamento dos ativos não depreciados dessas concessões só ocorreu em 2017 com a portaria 120/2016, resultando em indenizações a serem pagas até 2025-2026.

Na época da publicação da portaria, uma liminar em favor da ABRACE, ABVIDRO e ABRAFE passou a vigorar de forma a excluir uma parcela financeira da receita dos ativos não depreciados. Em 2020, com a cassação dessa liminar, essa parcela financeira voltou a ser incluída na receita do sistema incluindo um efeito retroativo do que deixou de ser pago enquanto a liminar estava em vigor.

Com o intuito de reduzir os efeitos da pandemia da COVID-19, a ANEEL postergou o pagamento dessa parcela até o ciclo 2028-2029 em troca de uma redução do pagamento no ciclo 2021-2022 e 2022-2023.

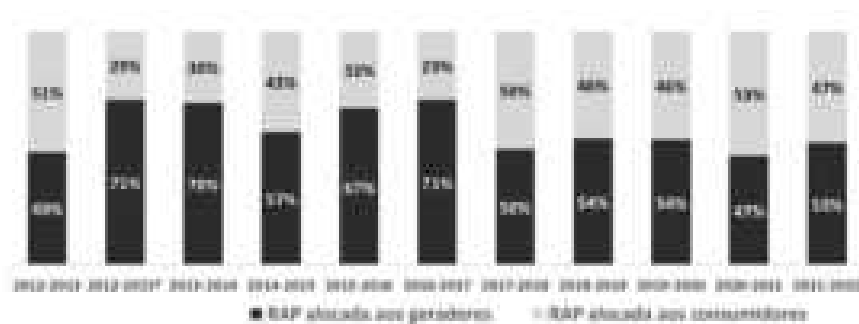


Figura 5-7 – Alocação da RAP entre os segmentos consumo e geração

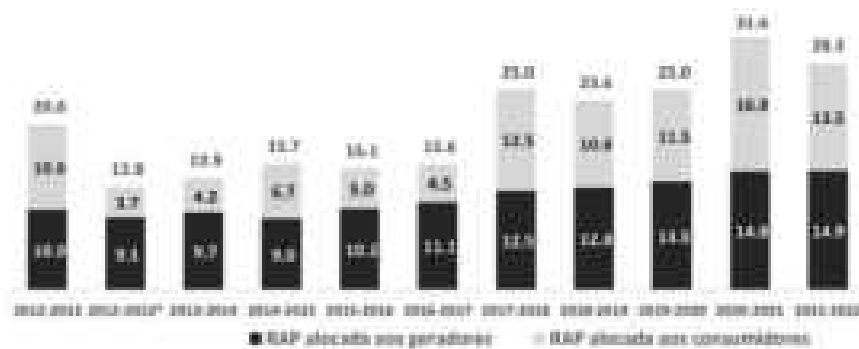


Figura 5-8 – RAP, em bilhões de Reais, alocada ao segmento consumo e geração

5.5 Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são importantes instrumentos para arrecadação de fundos para financiamento de políticas energéticas e ressarcimento por serviços prestados ao sistema pelos geradores. No atual marco regulatório, existem uma série de encargos setoriais, mas quatro se destacam: (i) Proinfra; (ii) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); (iii) Encargo de Energia de Reserva (EER); (iv) Encargo de Serviço de Sistema (ESS).

5.5.1 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado por meio do Decreto 5.025/2004 com o objetivo de aumentar a parcela de eletricidade gerada por fontes renováveis como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O programa promoveu a implementação de pouco menos de 3.300 MW de capacidade instalada, divididos entre as fontes citadas acima. Os projetos contratados entraram em operação comercial até 30 de dezembro de 2011 e receberam contratos de energia com duração igual a 20 anos com a Eletrobrás⁵.

O valor pago pela eletricidade comprada, além dos custos administrativos, financeiros e tributários pagos pela Eletrobras, é dividido entre todos os consumidores do SIN, com exceção dos consumidores de baixa renda e autoprodutores⁶. O valor unitário do encargo é a soma, para todos os contratos do Proinfa, do volume contratado vezes seu preço (numerador), dividido pelo mercado total pagante (denominador). A Figura 5-9 mostra a evolução deste encargo ao longo dos últimos anos.

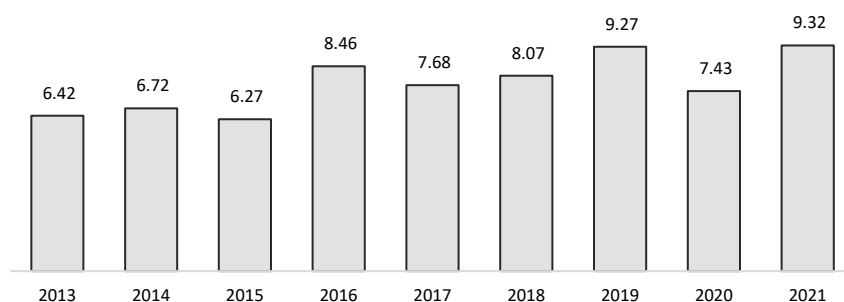


Figura 5-9 – Histórico do encargo associado ao Proinfa (valores em R\$/MWh)

5.5.2 Encargo de Energia de Reserva e Encargo de Serviço de Sistema

O Encargo de Energia de Reserva (EER) destina-se a cobrir os custos de contratação das usinas de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. A contratação dessas usinas é feita através de leilões específicos com o objetivo de aumentar a segurança do fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os geradores de energia de reserva não podem lastrear contratos de energia com sua energia firme e sua geração tem o objetivo de ser complementar ao volume contratado no mercado regulado (ACR). A energia gerada por essas usinas é totalmente liquidada no mercado de curto prazo (MCP), sendo valorada a PLD, em favor dos usuários de energia de reserva. Por essa razão, o EER é a diferença entre a Receita Fixa e o PLD, que deve ser paga à usina.

Já o Encargo de Serviço de Sistema (ESS) destina-se a reembolsar geradores pelos custos de:

⁵ O prazo para os projetos do programa entrarem em operação era dezembro de 2006, mas esse prazo foi postergado seguidas vezes, e encerrou em 2011. Sendo assim, existem contratos do Proinfa terminando em 2026 e outros em 2031.

⁶ Os autoprodutores estão isentos na parcela do consumo que é autosuprida.

- Despacho devido a restrições elétricas: quando as usinas térmicas são despachadas fora da ordem de mérito devido a uma restrição que dificultaria o suprimento de demanda.
- Despacho de usinas térmicas por ordem de mérito com custo variável unitário (CVU) superior ao PLD máximo.
- Deslocamento da geração hidrelétrica: reembolso às usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) do custo incorrido quando a geração hidrelétrica é reduzida devido à geração térmica fora da ordem de mérito ou à importação de energia elétrica sem energia firme associada.
- Despacho térmico devido à segurança energética: despacho fora da ordem de mérito, quando o custo de geração for superior ao Custo Marginal de Operação (CMO).

Portanto, o custo desses dois encargos guarda relação direta com a operação do sistema (geração do parque, custo marginal de operação e PLD). A Figura 5-10 mostra a evolução destes encargos ao longo dos últimos anos. Observa-se que nos anos de maior estresse hidrológico, como 2015 e 2021 (previsão), há um aumento significativo do ESS para cobrir, em grande parte, o despacho realizado fora da ordem de mérito com vistas a aumentar a segurança energética ao preservar os reservatórios.

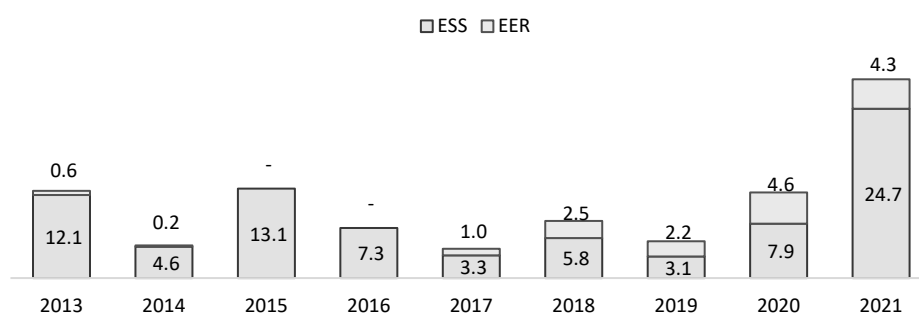


Figura 5-10 – Histórico do EER e ESS (R\$/MWh)

5.5.3 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial que tem como objetivo financiar diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a vários usuários do serviço; subsidiar as tarifas nos sistemas elétricos isolados ainda fortemente dependentes da geração a óleo diesel; competitividade da geração de energia elétrica a partir do carvão mineral nacional; entre outros.

As receitas da CDE são coletadas principalmente a partir de cotas anuais pagas por todos os consumidores (exceto baixa renda e autoprodutores, na parcela do consumo auto suprido), mediante um encargo incluído nas tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão. Além disso, ela recebe pagamentos anuais, feitos por concessionárias ou empresas autorizadas, pelo uso de bens públicos (UBP), multas aplicadas pela Aneel e transferência de recursos do Governo Federal.

É de responsabilidade da Aneel aprovar o Orçamento Anual da CDE e fixar a cota anual (em reais), que corresponde à diferença entre a receita total necessária e a arrecadação fornecida por outras fontes.

Este valor tem crescido bastante nos últimos anos, conforme mostrado na Figura 5-11. Em 2013 e 2014, o fundo contou com empréstimo feito pela União para atenuar os reajustes tarifários, que posteriormente virariam um outro encargo setorial. Em 2015, com o término de injeção de dinheiro na conta, aliado ao déficit observado no ano anterior e aumentos na CCC e nos descontos tarifários da distribuição, a cota da CDE “explodiu”. Essa cota atingiu seu mínimo no histórico mais recente em 2017, após sucessivos esforços da Aneel para reduzir alguns subsídios. A partir de então, a cota tem aumentado significativamente a despeito da remoção de alguns benefícios tarifários. Hoje, os itens que mais pesam na CDE são o custeio à geração dos sistemas isolados (CCC) e benefícios tarifários na distribuição, incluindo o desconto na tarifa fio de geradores incentivados e consumidores que compram contratos deles, representando aproximadamente 35% e 33%, respectivamente, das despesas totais cobertas pelo fundo.

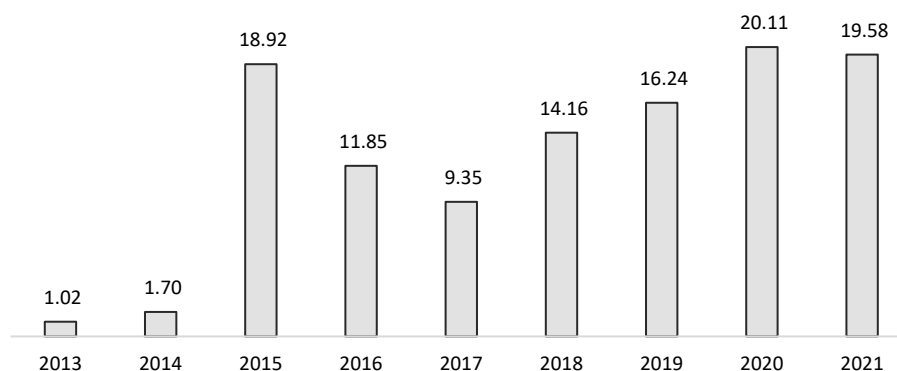


Figura 5-11 – Histórico da cota da CDE (bilhões de Reais)

O custo unitário do encargo é rateado de forma diferenciada entre os níveis de tensão e os submercados. Até 2016, os níveis de tensão pagavam o mesmo valor unitário, porém os submercados Sul e Sudeste pagavam um valor 4,53 vezes maior do que o pago pelo Norte e Nordeste.

Até 2030, o valor unitário pago pelos submercados deve ser proporcional aos mercados de cada agrupamento, porém os consumidores de Alta Tensão (AT) deverão pagar 1/3 do valor unitário pago pela Baixa Tensão (BT), enquanto os consumidores de Média Tensão (MT) devem pagar 2/3 do valor pago pelo BT. Essa mudança vem sendo implementada de forma gradual a cada ano, e hoje os valores unitários refletem essa transição, como pode ser visto nas figuras abaixo.

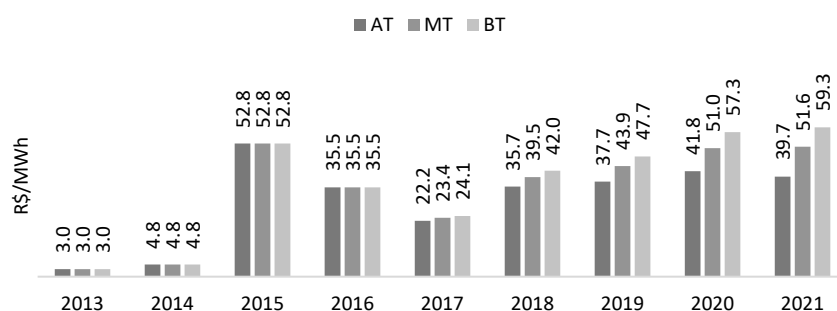


Figura 5-12 – Histórico do valor unitário da CDE para consumidores no Sul/Sudeste/Centro-Oeste

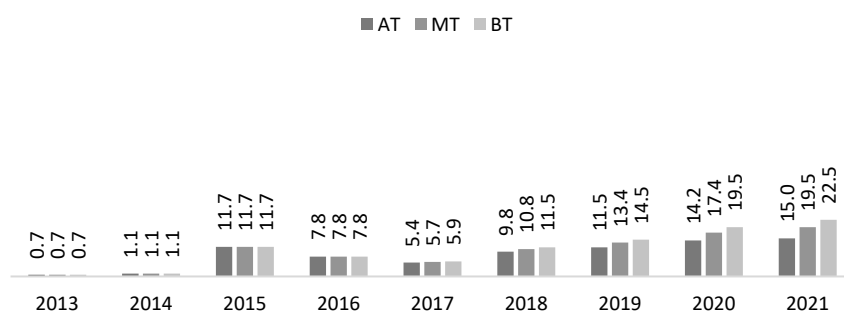


Figura 5-13 – Histórico do valor unitário da CDE para consumidores no Norte/Nordeste

5.6 Tarifa de Fornecimento do Mercado Regulado

As tarifas de fornecimento (TF) das concessionárias de distribuição de energia são reguladas pela ANEEL e calculadas com o objetivo de serem justas para os consumidores e suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, ou seja, cobrir custos eficientes de O&M, pagar pelos investimentos necessários na expansão e manutenção da rede e fornecer padrões de qualidade do serviço. As tarifas de fornecimento podem ser divididas de duas principais maneiras:

- Parcela A:** são os custos sobre os quais as empresas de distribuição, de acordo com a regulação atual, possuem pouca ou nenhuma gerência e, portanto, são repassados às tarifas de seus consumidores. São custos de compra de energia, infraestrutura de transporte e encargos setoriais.
- Parcela B:** são os custos gerenciáveis, relacionados à atividade de distribuição de eletricidade, como custos operacionais, remuneração dos ativos e depreciação regulatória.

ou

- Tarifa de energia - TE:** paga pelos consumidores cativos e reúne os custos de compra de energia, perdas na rede básica, custos de transmissão de energia de Itaipu, encargo de serviço do sistema e encargos de energia de reserva.
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD:** paga por todos os consumidores (cativos ou livres) cujo fornecimento de eletricidade é feito através da rede da concessionária de distribuição local, e inclui os custos de transmissão de energia, encargos setoriais, perdas de distribuição e Parcela-B.

A Figura 5-14 mostra a evolução da tarifa de fornecimento para os consumidores conectados à baixa tensão, grupo B, e classificados como residenciais, subgrupo B1.

É possível notar um importante crescimento nos últimos anos, decorrente de aumentos em custos de diferentes rubricas. Em 2014 e 2015, houve o início do pagamento ao empréstimo feito pela União e por um *pool* de bancos para socorrer as distribuidoras em 2013 e 2014 e uma forte elevação na CDE, como mostrado anteriormente, o que aumentou demasiadamente os custos com os encargos setoriais. Adiciona-se a isso a repactuação do risco hidrológico dos contratos por quantidade de usinas hidroelétricas e o repasse da subcontratação, o que elevou também os custos com a componente Energia. Em 2017, após decisão judicial, passou a ser incluído na TUST o pagamento da indenização dos ativos não completamente amortizados da Rede Básica do Sistema Existente (RBSE)⁷, o que elevou os custos com a rubrica Transmissão. A partir deste mesmo ano, tem-se observado que os custos com a Energia vêm crescendo demasiadamente, como reflexo das medidas que tem transferido cada vez mais os riscos de produção (e.g. risco hidrológico) para o consumidor cativo.

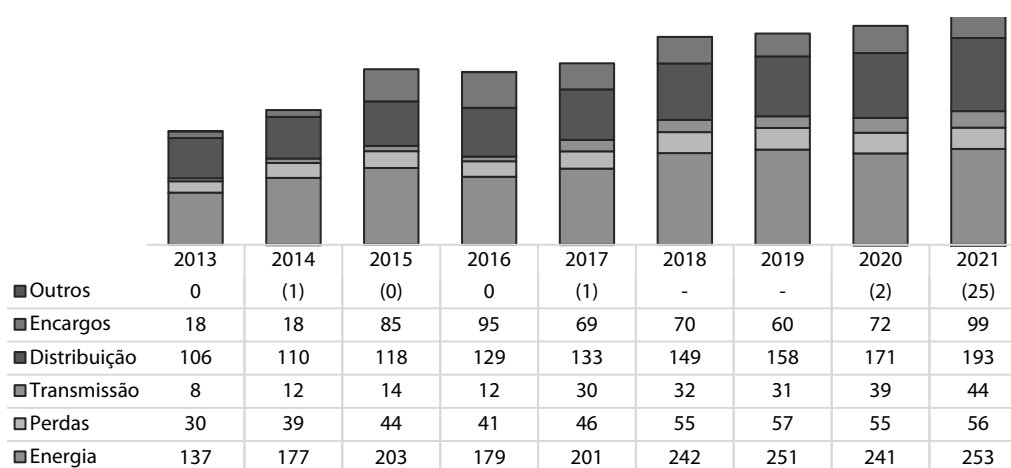


Figura 5-14 – Histórico das tarifas de fornecimento regulado para consumidores residenciais

5.7 Ambientes de contratação

Os sucessivos aumentos nas tarifas de fornecimento no Mercado Regulado, apresentados na seção anterior, fomentaram a migração dos consumidores para o Mercado Livre, especialmente a partir de 2016, como mostrado na Figura 5-15. A maior liberdade de escolha no momento da compra de contratos e a redução de custos proporcionada pela alta competitividade do ACL têm sido as principais causas dessa migração.

⁷ Parcela da RAP correspondente às instalações componentes da Rede Básica.

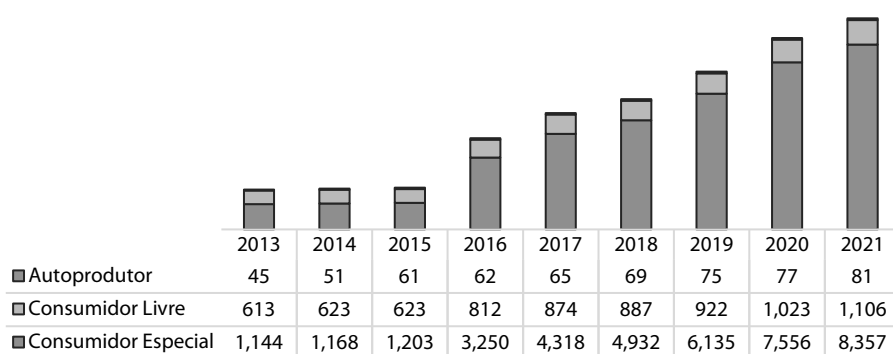


Figura 5-15 – Histórico do número de consumidores no Mercado Livre

Com isso, a participação do ACL no consumo do SIN tem crescido constantemente, atingindo 34% em 2021, conforme mostrado na Figura 5-16. Este gráfico corrobora a tendência de aumento da importância do Mercado Livre no SEB, já discutida em relatórios anteriores.

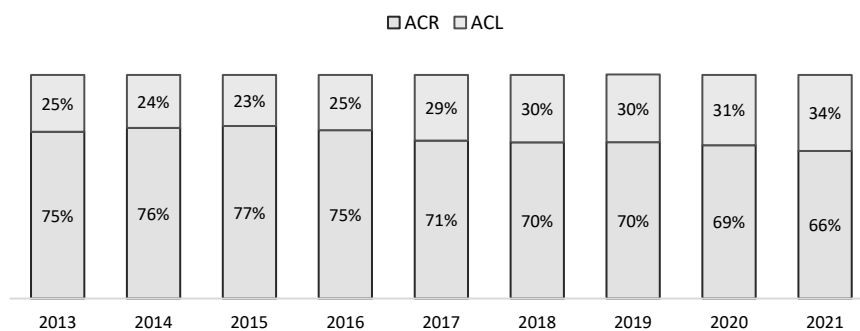


Figura 5-16 – Histórico de participação dos ambientes de contratação no consumo do SIN

6 VISÃO GERAL DAS SIMULAÇÕES

6.1 Demanda por energia elétrica

Uma das variáveis de entrada essenciais para os modelos é a demanda elétrica. Sua projeção para cada ano do horizonte simulado, como descrito no Produto 3, depende do crescimento populacional e de premissas econômicas, sendo as mais relevantes o crescimento do produto interno bruto (PIB) e a elasticidade desta variável em relação a demanda. Nesse projeto, serão considerados dois cenários de crescimento da demanda, Referência e Transformador, que diferem pela taxa de crescimento do PIB. Estes cenários, que foram definidos pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), são apresentados na tabela a seguir.

Cenário (% PIB)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
Referência	3,2	2,5	2,5	2,5	2,5	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,4	1,2
Transformador	4,0	3,9	3,9	3,7	3,7	3,6	3,4	3,3	3,2	3,2	2,6	2,5

Tabela 6-1 - Cenários de evolução do PIB, segundo o IPEA

Além dos cenários de crescimento para o PIB, admitiu-se um crescimento mais acentuado da demanda energética no curto prazo devido à capacidade ociosa existente no Brasil resultante do fraco desempenho econômico recente. No longo prazo, contudo, um aumento na eficiência do consumo de energia elétrica reduz a elasticidade entre PIB e demanda. Por outro lado, considera-se ainda a carga relativa a veículos elétricos, da ordem de 1,2GWm em 2040.

Com isso, foram obtidos os cenários de consumo elétrico da Figura 6-1⁸. Observa-se que no longo prazo (2040) há uma diferença de aproximadamente 13 GWm entre os dois cenários.

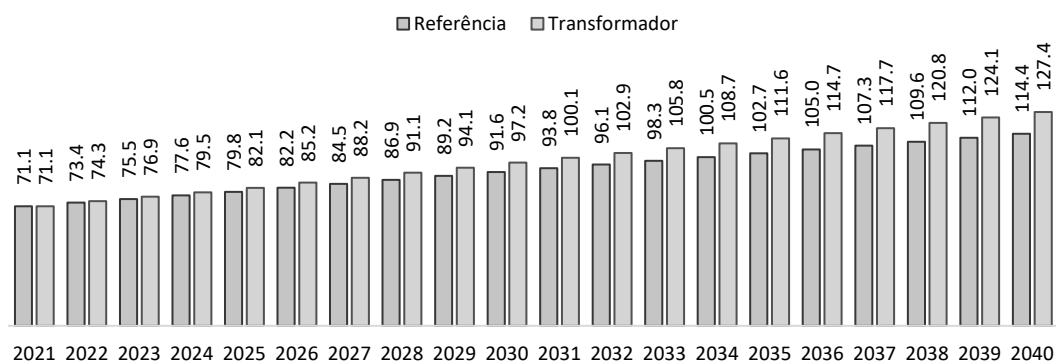


Figura 6-1 – Cenários de demanda (GWm) por energia elétrica

6.2 Sistema existente e expansão indicativa

O contínuo crescimento da demanda elétrica gera a necessidade de expansão do parque gerador atual. No entanto, para determinar o volume necessário para atender a este crescimento de demanda, faz-se determinante ter uma visão do parque gerador existente e dos projetos no *pipeline* em construção.

⁸ Esta demanda inclui a carga de ANDE, conforme detalhado no relatório do Produto 3.

Para tal, utilizou-se como ponto de partida para construção do cenário de longo prazo o *deck* disponibilizado pelo ONS no Programa Mensal da Operação de Julho/2021. Foram então adicionadas à base de dados o seguinte conjunto de usinas⁹:

- i. Usinas em implementação;
- ii. Hidroelétricas do PDE 2030;
- iii. Usinas a serem contratadas de acordo com os dispositivos da Lei 14.182/2021 (pequenas centrais hidroelétricas e usinas termoelétricas a gás natural);
- iv. Usinas classificadas como Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD).

O *deck* com a oferta garantida conta com a capacidade instalada apresentada na Tabela 6-2.

Ano	Biomassa	Carvão	OD/OC	Gás	Nuclear	Hidro	PCH	Solar	Eólica	MMGD	Outros
2021	7.6	3.0	3.4	12.3	2.0	109.0	4.3	3.6	18.7	7.6	6.7
2022	7.6	2.9	3.2	12.0	2.0	109.1	4.3	6.1	21.8	12.5	6.8
2023	7.6	2.9	2.6	11.4	2.0	109.2	4.3	6.6	23.4	19.7	6.8
2024	7.6	2.9	1.8	8.7	2.0	109.2	4.3	6.6	23.6	23.1	6.8
2025	7.6	2.9	1.6	10.9	2.0	109.2	4.3	8.8	25.2	26.3	6.8
2026	7.6	2.2	1.2	11.4	2.0	109.2	4.3	14.4	26.6	28.6	6.8
2027	7.6	1.9	1.0	13.4	2.0	109.2	4.8	16.4	26.9	30.6	6.8
2028	7.6	1.9	1.0	16.4	2.0	109.2	5.5	17.1	27.7	32.6	6.8
2029	7.6	1.9	1.0	17.4	2.0	109.2	6.5	18.5	27.7	34.4	6.8
2030	7.6	1.9	1.0	18.4	2.0	109.2	7.8	18.7	28.5	35.9	6.8
2031	7.6	1.9	1.0	18.4	2.0	109.9	9.3	21.5	28.9	37.1	6.8
2032	7.6	1.9	1.0	18.4	2.0	111.2	10.9	21.5	28.9	38.3	6.8
2033	7.6	1.9	1.0	18.4	2.0	112.2	10.9	21.5	28.8	39.2	6.8
2034 → 2040	7.6	1.9	1.0	18.4	2.0	112.5	10.9	21.5	28.7 → 27.5	40.0 → 42.5	6.8

Tabela 6-2 – Capacidade instalada (GW) de oferta garantida no sistema¹⁰

A Figura 6-2 apresenta a evolução da capacidade instalada da oferta garantida no SIN, incluindo a MMGD, ao longo do horizonte de avaliação deste estudo.

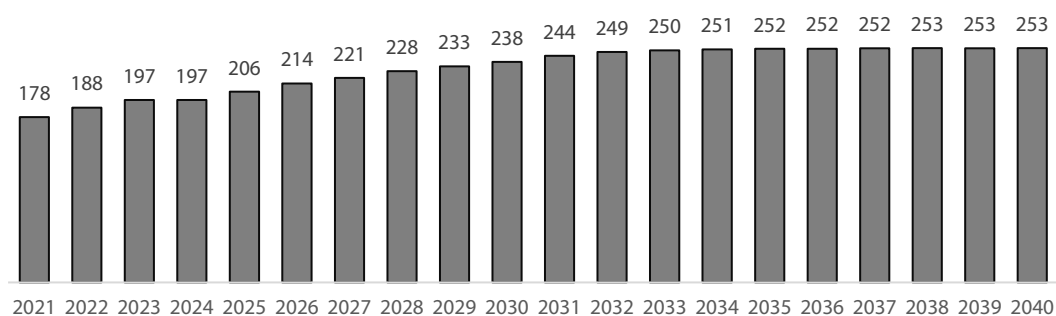


Figura 6-2 – Evolução da capacidade instalada (GW) da oferta garantida

⁹ As premissas detalhadas sobre volume e data de entrada em operação das usinas podem ser encontradas no Relatório 3.

¹⁰ A capacidade instalada de oferta garantida considerada pode apresentar algumas diferenças com relação aos valores do ONS devido a diferenças na modelagem. Por exemplo, usinas a biomassa com CVU menor que zero são consideradas dentro da classificação "Outros".

Antes de estudar a expansão do sistema é importante avaliar a necessidade de nova garantia física no sistema. Como mencionado no Produto 3, todos os casos simulados pressupõem a obrigatoriedade da contratação de lastro de garantia física para atendimento da demanda média por energia elétrica. Com base na configuração da oferta garantida, apresentada na Tabela 6-2, nos certificados de energia assegurada (ou garantia física) e na projeção de demanda, apresentada na Figura 6-1, é possível montar o balanço comercial do sistema.

Este balanço é a razão entre os certificados garantia física contratáveis (i.e., desconsiderando as usinas que venderam em leilões de Energia de Reserva), medido em GWm, e o consumo de energia do SIN, também em GWm. A Figura 6-3 mostra este balanço para os dois casos.

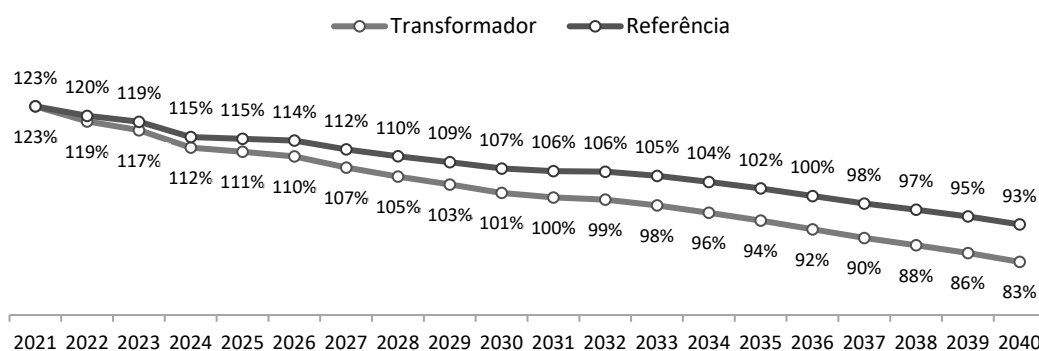


Figura 6-3 – Balanço comercial entre oferta (garantia física) e demanda

A partir da figura acima é possível observar que, considerando as perspectivas de demanda para cada um dos casos e a oferta garantida, o sistema somente precisaria de nova oferta para garantir o suprimento em termos de garantia física para os casos Referência e Transformador em 2036 e 2031, respectivamente¹¹.

Cabe destacar que a análise anterior desconsidera a expansão descentralizada, especialmente por parte de projetos eólicos e solares destinados ao Mercado Livre. De forma a emular esse efeito, em ambos os casos se considerou a adição mínima anual, a partir de 2026, de 650 MW e 950 MW de capacidade instalada para fonte solar e eólica, respectivamente¹².

Outro aspecto importante a ser analisado é quanto à capacidade do sistema de atender a demanda de ponta. Para isso, compara-se o valor da demanda máxima horária dentro do ano com o somatório da contribuição de potência firme de cada fonte para realizar este atendimento. A relação entre essas duas grandezas, neste relatório denominado balanço de potência, indica a necessidade ou não de contratação de potência firme. A Figura 6-4 mostra o balanço de potência para os dois cenários. Nota-se que o Cenário Referência, por ter uma demanda

¹¹ Destaca-se neste ponto que a sobreoferta apresentada e a avaliação de necessidade de compra de energia se dá com base nos valores atuais (e eventuais revisões) para os certificados de garantia física das usinas. No entanto, sabe-se que uma parte dessa garantia física, especialmente das hidroelétricas, está demasiadamente defasada. Porém, neste estudo, não consideramos nenhuma metodologia diferente para recálculo destes certificados.

¹² Estes valores representam a menor capacidade instalada de cada uma destas fontes nos últimos 5 anos (2016-2021). Destes montantes, foram abatidos eventuais volumes que já estejam em construção e que compõem a oferta garantida do caso.

projetada bem inferior ao Cenário Transformador, apresenta uma menor necessidade de contratação de nova oferta para atendimento à ponta do sistema.

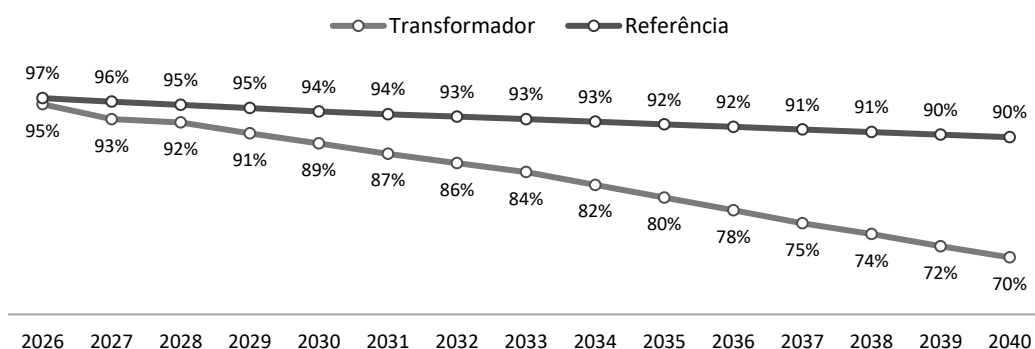


Figura 6-4 – Balanço de ponta

6.3 Diferenças metodológicas entre os casos

Conforme mencionado na Seção 3, neste relatório serão apresentados os resultados para os Cenários 1 a 3. Neste sentido, cabe destacar que as principais diferenças entre eles estão associadas a aspectos comerciais, à exceção do leilão centralizado de lastro presente no Cenário 3. No entanto, como será apresentado mais a diante, a inclusão da restrição de atendimento à ponta do sistema, considerada no Cenário 1, faz com que o OptGen defina um plano de expansão que, além de atender a esta restrição em específico, garante que haverá garantia física suficiente no sistema para o atendimento da carga.

Portanto, para cada cenário de carga será construído um único cenário de expansão que será utilizado para avaliar as diferentes mudanças comerciais dos Cenários 1 a 3.

Quanto às avaliações comerciais, cabe ressaltar que elas podem ser realizadas de forma incremental, isto é, uma vez construída a base para o Cenário 1, bastaria adicionar os valores projetados para os demais encargos decorrentes das alterações nos Cenários 2 e 3 aos valores projetados para o Cenário 1. A Tabela 6-3 sumariza esse racional.

Cenário	Resumo Comercial	Tarifa ACR	Tarifa ACL
Cenário 1	BaU + Leilão Capacidade	TUSD + TE + Encargo Capacidade	TUSD + Curva Forward + Encargo Capacidade
Cenário 2	BaU + Leilão Capacidade + Abertura do Mercado	TUSD + TE + Encargo Capacidade + Encargo Sobrecontratação	TUSD + Curva Forward + Encargo Capacidade + Encargo Sobrecontratação
Cenário 3	BaU + Leilão Capacidade + Abertura do Mercado + Leilão Lastro Energia	TUSD + TE + Encargo Capacidade + Encargo Sobrecontratação + Encargo Lastro Energia	TUSD + Curva Forward + Encargo Capacidade + Encargo Sobrecontratação + Encargo Lastro Energia

Tabela 6-3 - Descritivo dos casos simulados

7 RESULTADOS

7.1 Aspectos físicos

Como já mencionado, um único plano de expansão foi obtido para os três desenhos de mercado simulados pelos cenários. Por esse motivo, a seção de aspectos físicos só fará diferenciação entre os dois cenários de crescimento de demanda - referência e transformador.

7.1.1 Expansão do sistema

Conforme apresentado na Figura 6-3 e na Figura 6-4, é preciso expandir o sistema no longo prazo para garantir suficiente garantia física para atender a demanda média e suficiente potência firme para atender a demanda de máxima. O plano de expansão foi definido com os modelos descritos no Capítulo 2 para os dois cenários de crescimento da demanda.

Cenário Referência

A Figura 7-1 mostra a capacidade instalada acumulada, em GW, por tecnologia do plano de expansão do Cenário Referência ao final do horizonte de análise. Observa-se a predominância das fontes eólica e solar, que fornecem energia ao sistema, e do recurso ponta e armazenamento¹³, que fornecem potência firme ao sistema para o atendimento a demanda de ponta. Destaca-se que há baixa diversificação do portfólio no plano de expansão, explicado pela baixa demanda e a conseqüente reduzida necessidade de nova oferta no sistema.

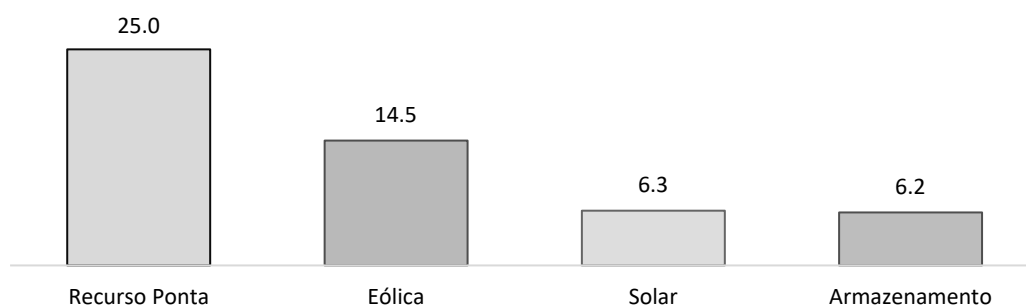


Figura 7-1 – Capacidade instalada, em GW, por tecnologia do plano de expansão

A Figura 7-2 exibe a capacidade instalada anualmente do plano de expansão por tecnologia. Observa-se no início do horizonte uma predominância do recurso de ponta no plano de expansão em decorrência da necessidade de aumentar a potência firme para atendimento à demanda de ponta. No entanto, há ainda entrada de usinas renováveis, eólicas e solares, em decorrência da restrição de mínima contratação anual.

No longo prazo, com o surgimento da necessidade de nova garantia física para atendimento a demanda média do sistema, conforme mostrado anteriormente, o plano de expansão passa a aumentar a inserção de capacidade instalada de usinas eólicas e solares. Observa-se que

¹³ O recurso de ponta é modelado como sendo termelétrica a gás de ciclo aberto, porém poderia ser substituído por qualquer recurso que atenda a demanda de ponta, como resposta da demanda, desde que respeite o valor de CAPEX considerado. Para o armazenamento, a tecnologia considerada é bateria com capacidade de regularização de 4h, mas poderia ser substituída por uma usina reversível, por exemplo.

ainda assim há a necessidade de contratação de potência firme, que no longo prazo passa a ser atendida pelo recurso de ponta e pelos recursos de armazenamento.

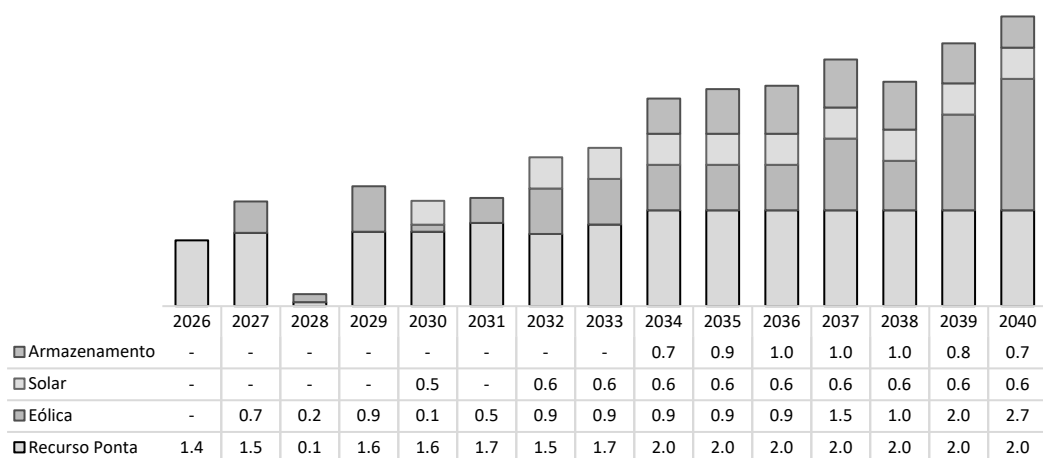


Figura 7-2 – Capacidade instalada anual, em GW, por tecnologia do plano de expansão

A forte expansão no submercado Nordeste, impulsionada pelas usinas eólicas, requer um aumento também na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas. O plano de expansão mostra a necessidade de expandir em cerca de 15 GW a interconexão Nordeste <-> Sudeste de forma a escoar a produção das plantas eólicas até os grandes centros de carga até 2040.

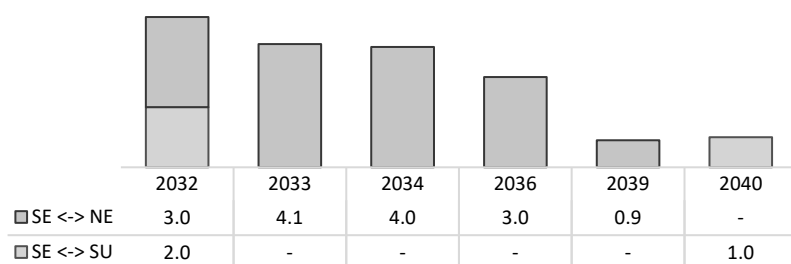


Figura 7-3 - Expansão do intercâmbio, em GW

A Figura 7-4 apresenta a participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira ao longo do horizonte, considerando o plano de expansão determinado pelo OptGen. Observa-se clara redução da participação das hidroelétricas na matriz elétrica. Em contrapartida, percebe-se um expressivo aumento das usinas renováveis (eólicas, solares e MMGD) e do gás natural.

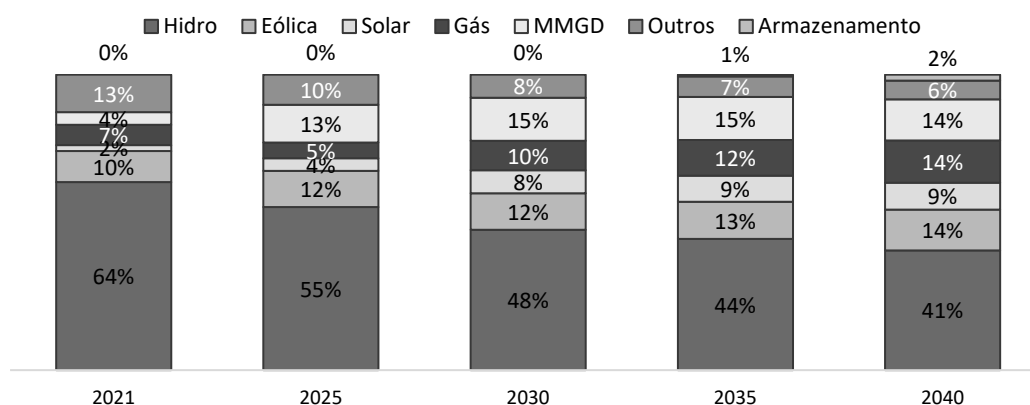


Figura 7-4 – Composição da matriz elétrica em termos de capacidade instalada

Cenário Transformador

A Figura 7-5 mostra a capacidade instalada acumulada, em GW, por tecnologia do plano de expansão do Cenário Transformador ao final do horizonte de análise. Observa-se a predominância das fontes eólica e solar, que fornecem energia ao sistema, e do recurso de ponta e armazenamento, que fornecem potência firme ao sistema para atender a demanda de ponta. Destaca-se que neste caso há uma maior diversificação de fontes no plano de expansão, quando comparado com o Cenário Referência, justificado pela maior demanda energética.

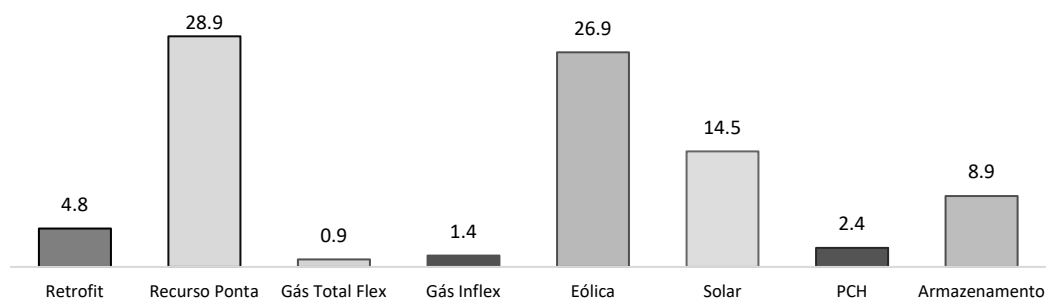


Figura 7-5 – Capacidade instalada por tecnologia do plano de expansão, em GW

Em termos de cronograma, a Figura 7-6 mostra a capacidade instalada, em GW, do plano de expansão ano a ano e por tecnologia. Observa-se no início do horizonte uma predominância do recurso de ponta e das térmicas *retrofit* no plano de expansão em decorrência da necessidade de aumentar a potência firme para atendimento à demanda de ponta. Assim como no Cenário Referência, há ainda entrada de usinas renováveis, eólicas e solares, em decorrência da restrição de mínima contratação anual.

No longo prazo, o plano de expansão passa a apresentar uma diversificação nas fontes escolhidas, mas ainda com um aumento expressivo na capacidade instalada de usinas eólicas e solares. Novamente, observa-se que ainda assim há a necessidade de contratação de potência firme, que no longo prazo passa a ser atendida pelos recursos de ponta e pelos recursos de armazenamento.

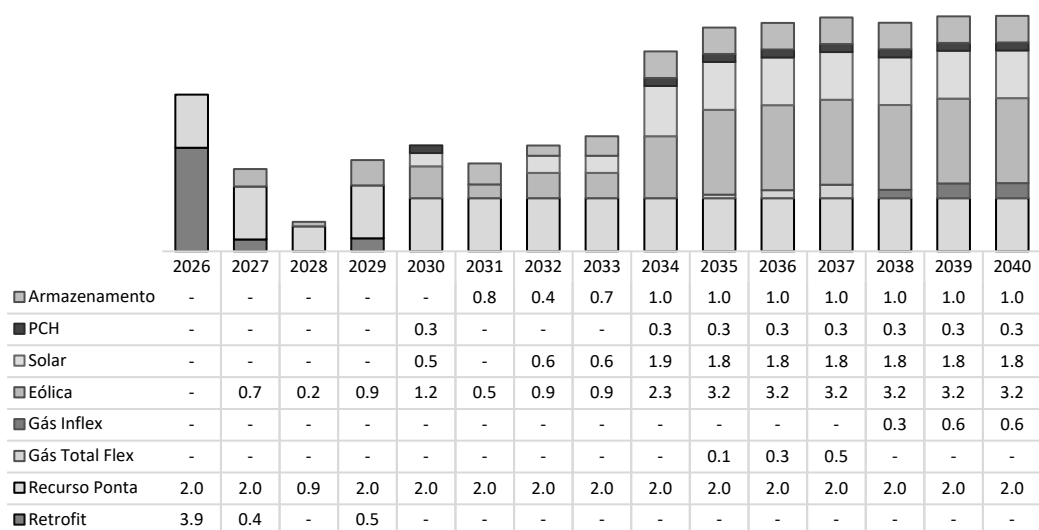


Figura 7-6 – Capacidade instalada anual, em GW, por tecnologia do plano de expansão

Assim como no Cenário Referência, a forte expansão no submercado Nordeste, impulsionada pelas renováveis, requer um aumento na capacidade de intercâmbio entre os subsistemas.

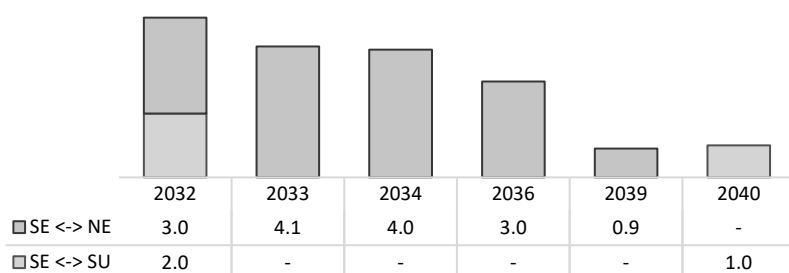


Figura 7-7 - Expansão do intercâmbio, em GW

A Figura 7-8 apresenta a participação de cada fonte na matriz elétrica brasileira ao longo do horizonte, considerando o plano de expansão determinado pelo OptGen. Nota-se que, também neste cenário, há uma redução da participação das hidroelétricas na matriz elétrica e um aumento expressivo das usinas renováveis (eólicas, solares e MMDG) e gás natural.

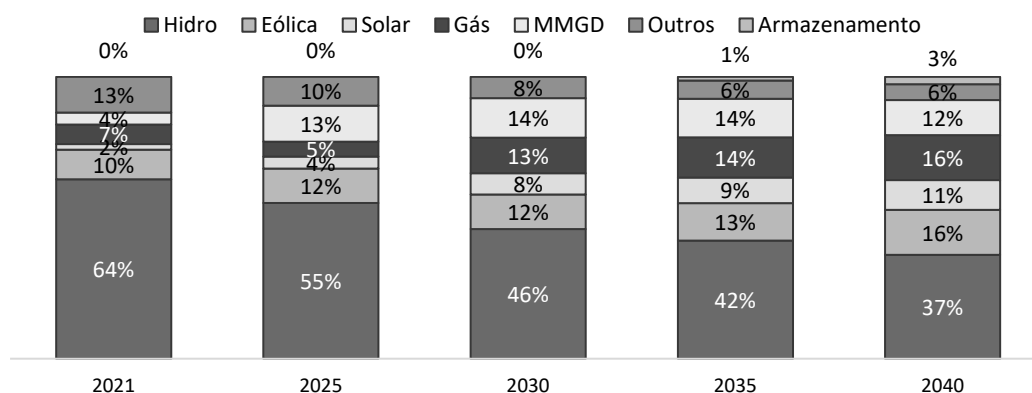


Figura 7-8 – Composição da matriz elétrica brasileira em termos de capacidade instalada

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-9 apresenta um comparativo entre os dois planos de expansão obtidos para os cenários Referência e Transformador. É possível notar que, além de uma menor capacidade instalada, aproximadamente 37 GW, o Cenário Referência possui um plano menos diversificado do que o Cenário Transformador. Esse comportamento é justificado por dois motivos: i) baixo crescimento da demanda; ii) projeção de uma grande sobreoferta já com os projetos garantidos. A confluência destes dois fatores reduz a necessidade de novos investimentos, o que se reflete no plano apresentado.

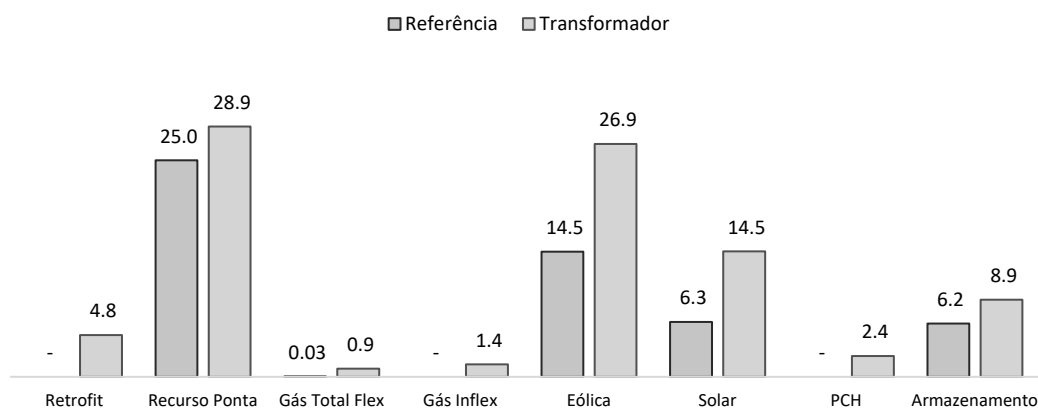


Figura 7-9 – Comparativo de Capacidade instalada, em GW, entre os planos de expansão

Apesar da diferença nos volumes que compõem os planos de expansão, é possível observar a partir da Figura 7-10 que a composição do mix tende a ser bem parecida entre os dois cenários, o que indica uma tendência de convergência no longo prazo para uma matriz menos hidroelétrica e com mais renováveis e gás natural.



Figura 7-10 - Comparativo da composição do mix energético entre os dois cenários

7.1.2 Perfil de geração

Cenário Referência

A Figura 7-11 mostra o percentual de participação de cada fonte na geração anual. Observa-se que a participação das hidroelétricas tende a reduzir no longo prazo com o aumento da capacidade instalada de novas renováveis, como eólicas e solares.

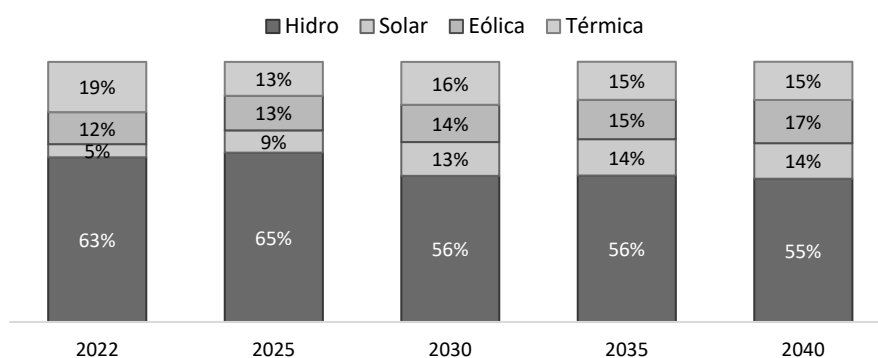


Figura 7-11 - Participação de cada fonte na geração total anual

Um outro ponto a ser observado é o perfil de geração mensal do parque, mostrado na Figura 7-12. O perfil já conhecido de geração das hidroelétricas, com geração concentrada nos meses iniciais e finais do ano (período úmido) e a redução no meio do ano (período seco), tende a se acentuar com a entrada de mais eólicas, cuja geração possui perfil complementar.

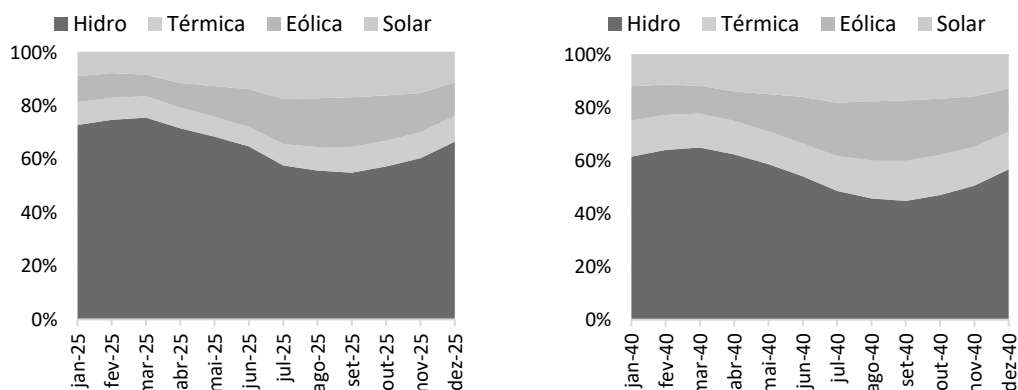


Figura 7-12 - Perfil de geração mensal do parque gerador em 2025 (esquerda) e em 2040 (direita)

Cenário Transformador

A Figura 7-13 mostra o percentual de participação de cada fonte na geração anual do Cenário Transformador. Nota-se neste caso que com uma entrada ainda mais forte de fontes renováveis no plano de expansão, a participação das hidroelétricas tende a reduzir ainda mais no longo prazo.

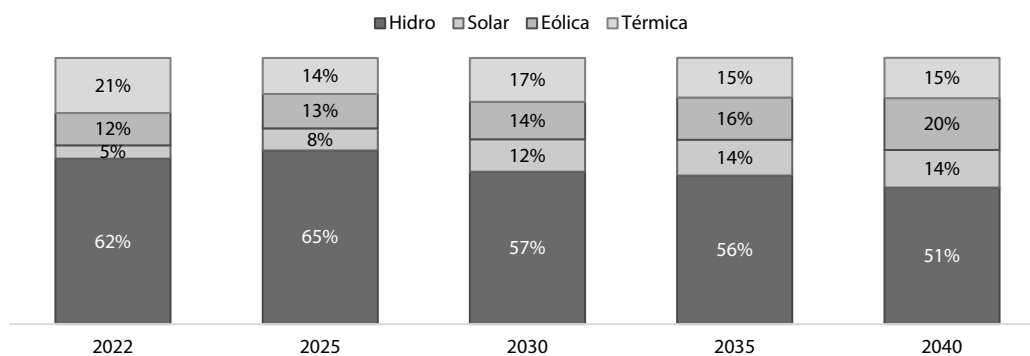


Figura 7-13 – Participação de cada fonte na geração

A Figura 7-14 apresenta o perfil de geração mensal do parque gerador. O perfil observado no Cenário Referência se mantém, com pequenos ajustes em decorrência das diferenças já exploradas da composição da matriz energética.

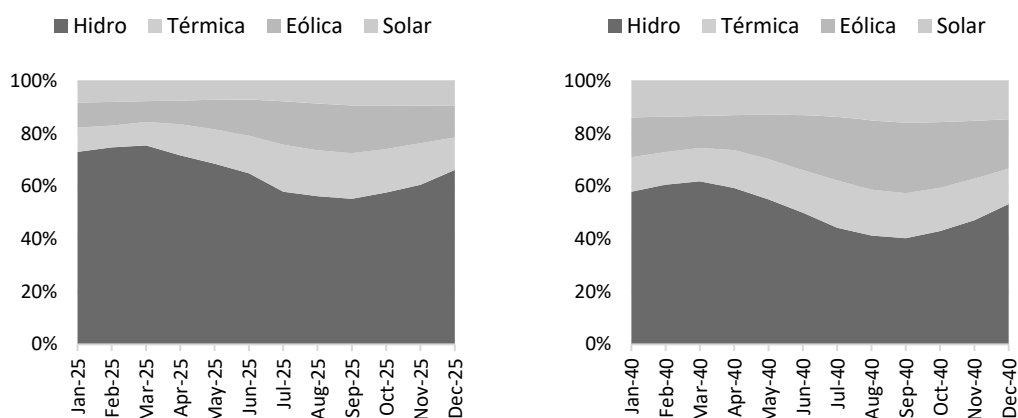


Figura 7-14 – Perfil de geração mensal do parque gerador em 2025 (esquerda) e em 2040 (direita)

O aumento da participação de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, no sistema elétrico brasileiro traz desafios para a manutenção da segurança de suprimento, já que há incerteza com relação ao seu nível de geração. Para garantir a adequabilidade de suprimento, há a necessidade de investir em recursos capazes de prover flexibilidade operativa para compensar variações nos níveis de produção.

De forma a simular o custo desses recursos para o sistema, foi construído um novo plano de expansão, que considera um perfil único para a produção das usinas eólicas e solares (média da geração), para ser comparado com o plano de expansão obtido para o cenário Transformador, que considera a existência da incerteza na produção dessas usinas.

Na Tabela 7-1, são apresentados os custos de investimento e operação de cada um dos planos simulados. Observa-se que no cenário em que a geração foi mantida fixa, o custo de investimento foi menor, uma vez que menos recursos com flexibilidade (térmicas e sistemas de armazenamento) foram necessários – aproximadamente 3 GW de capacidade instalada a menos.

	Geração Fixa (bi R\$)	Geração Variável (bi R\$)	Variação (bi R\$)	Variação (%)
Investimento	106.26	114.14	7.88	-6.9%
Operação	170.68	167.94	-2.74	1.6%
Total	276.94	282.08	5.14	-1.82%

Tabela 7-1 – Diferença de custo (bi R\$) para cada cenário de expansão.

Comparativo entre os cenários de crescimento

A maior penetração de usinas renováveis no cenário Transformador, sobretudo usinas eólicas, é perceptível na geração anual indicada na Figura 7-15. O perfil de geração mensal não possui diferença tão significativa entre os cenários de demanda, como já havia sido comentado.

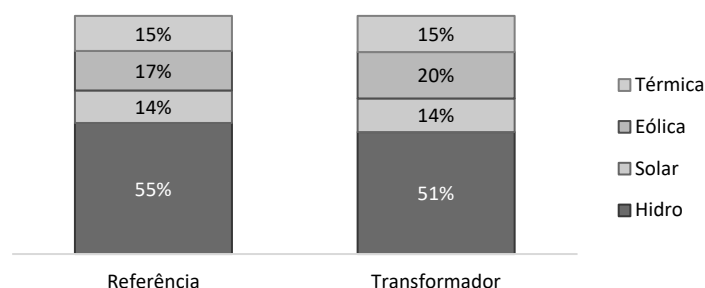


Figura 7-15 – Comparativo entre a contribuição das fontes para geração anual em 2040

7.1.3 Balanço entre oferta e demanda

O balanço entre oferta e demanda é importante para: (i) verificar se há garantia física capaz de suprir a demanda do sistema; (ii) entender a projeção do PLD, apresentado mais adiante. A sobreoferta do sistema pode ser medida de diferentes formas. Neste relatório vamos nos ater a duas maneiras:

- Sobreoferta física: relação entre a garantia física total das usinas e o consumo anual
- Sobreoferta comercial: relação entre a garantia física total contratável¹⁴ das usinas (GWm) o consumo anual (GWm)

Cenário Referência

A Figura 7-16 apresenta os balanços físico e comercial para o cenário transformador, considerando a oferta garantida e o plano de expansão apresentados na seção anterior. Observa-se que no início do horizonte uma sobreoferta física de quase 30%. Esse desequilíbrio, que já vinha sendo observado desde a última recessão econômica (2016), foi impulsionado pela crise de 2020 agravada pela pandemia da Covid-19 que reduziu o consumo de energia e afetou seu crescimento para os anos seguintes, reduzindo a necessidade de construção de novas usinas.

Ao longo dos anos, a sobreoferta física do sistema se reduz lentamente, porém segue elevada. Um dos principais fatores é a contratação de usinas termoelétricas que constam na Lei 14.182 pela modalidade de Energia de Reserva. Elas são responsáveis por 6 pontos percentuais de sobreoferta ao final do horizonte. Essa grande sobreoferta, aliada ao aumento da inflexibilidade operativa da matriz elétrica com as fontes renováveis variáveis pode levar a períodos longos de preços baixos e pouca geração hidroelétrica.

Apesar de terem grande impacto na sobreoferta física, as térmicas contratadas na Lei 14.182 não impactam a sobreoferta comercial, já que nesta não se consideram as usinas contratadas como energia de reserva, que não podem comercializar lastro em nenhum tipo de contrato

¹⁴ São excluídas as usinas que venderam energia nos Leilões de Energia de Reserva.

de energia. Assim, a sobreoferta comercial reduz consideravelmente ao longo do horizonte, chegando a 0,6% em 2040.

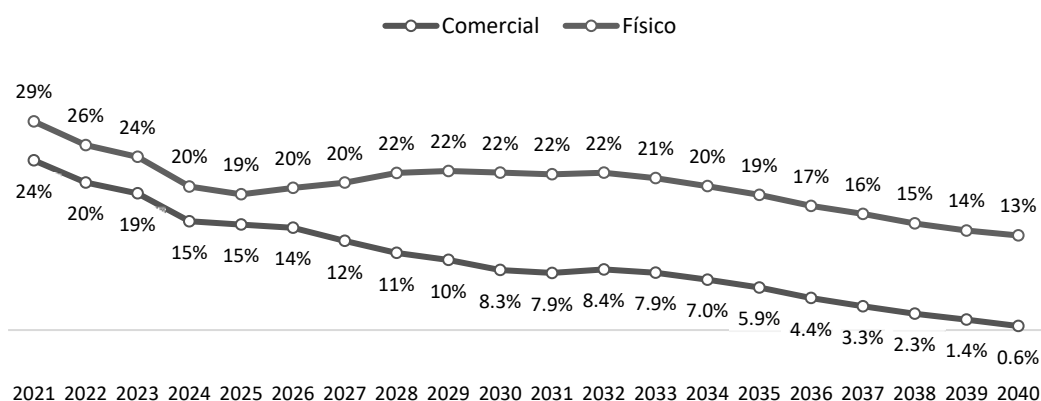


Figura 7-16 – Sobreoferta física e comercial do Cenário Referência

Cenário Transformador

Assim como no Cenário de Referência, o Cenário Transformador apresenta uma sobreoferta física grande no curto prazo, pelos mesmos motivos já expostos. No longo prazo a tendência é de redução, conforme mostrado na Figura 7-17.

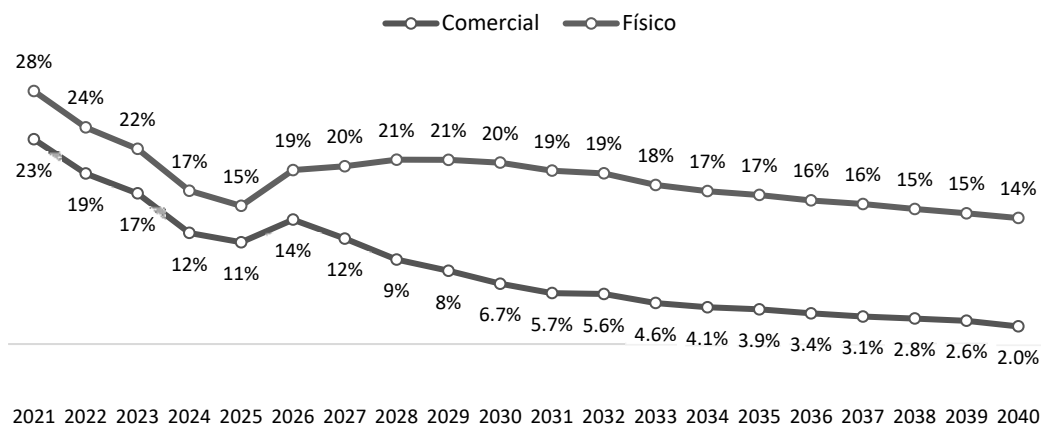


Figura 7-17 – Sobreoferta física e comercial no Cenário Transformador

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-18 apresenta um comparativo da sobreoferta física nos dois cenários de demanda. É possível notar que, devido à menor taxa de crescimento, a sobreoferta física é mantida por mais tempo no Cenário de Referência. No longo prazo, considerando a otimização da expansão, a sobreoferta tende a se igualar.

Conforme mencionado anteriormente, essa sobreoferta física mais elevada pressiona o PLD para níveis mais baixos e reduz o GSF, como será visto mais a frente neste Relatório.

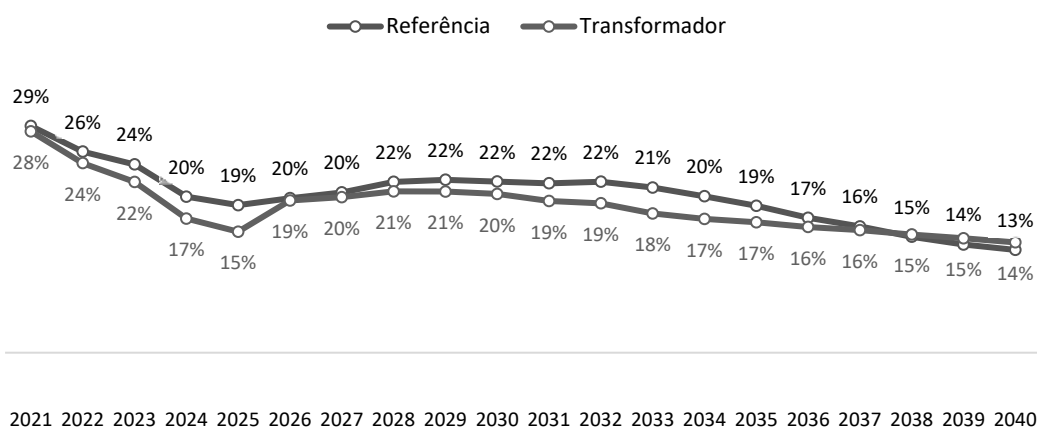


Figura 7-18 – Comparativo da sobreoferta física entre os dois cenários de demanda

7.1.4 Emissões

A produção de energia elétrica a partir de fontes fósseis resulta na emissão de gases que contribuem para o 'efeito estufa', dentre eles o CO₂. De forma a projetar o nível de emissões destes gases para cada cenário de expansão do SEB, foram assumidos, para cada tecnologia, níveis de emissão por MWh gerado e utilizada a produção de cada central termelétrica obtida a partir da simulação do caso. Os valores de emissão assumidos estão na Tabela 7-2.

Combustível	Emissão (tCO ₂ equivalente/MWh)
Biomassa	0.50
Carvão	1.10
Diesel	0.65
Gás	0.40
Óleo	0.65

Tabela 7-2 - Emissão de tonelada de CO₂ equivalente por MWh gerado para cada fonte

Cenário Referência

A Figura 7-19 e a Figura 7-20 mostram as emissões de CO₂ equivalente do plano de expansão obtido para o cenário de referência. Na primeira figura, é possível observar um nível mais alto de emissões no curto prazo, em decorrência dos impactos da escassez hídrica, e um aumento, após uma redução, nas emissões a partir de 2026, ano em que começam a ser comissionadas as UTEs da Lei 14.182.

Cabe ressaltar que os volumes observados entre 2028-2035 possuem pouca volatilidade e estão intrinsecamente relacionados à inflexibilidade operativa das plantas.

Em termos unitários, a emissão de CO₂ por GWh produzido tende a reduzir no longo prazo devido ao aumento da eficiência na emissão de gases do efeito estufa das tecnologias empregadas no plano de expansão.

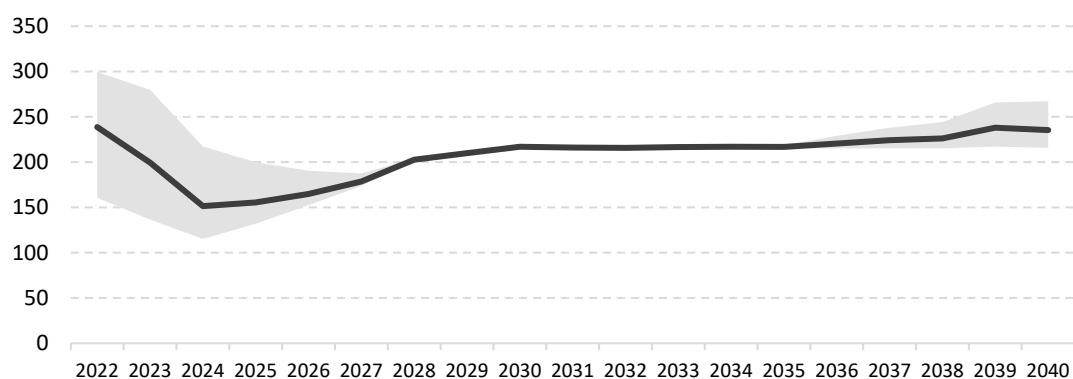


Figura 7-19 - Emissões de CO₂ equivalente (em toneladas/GWh)

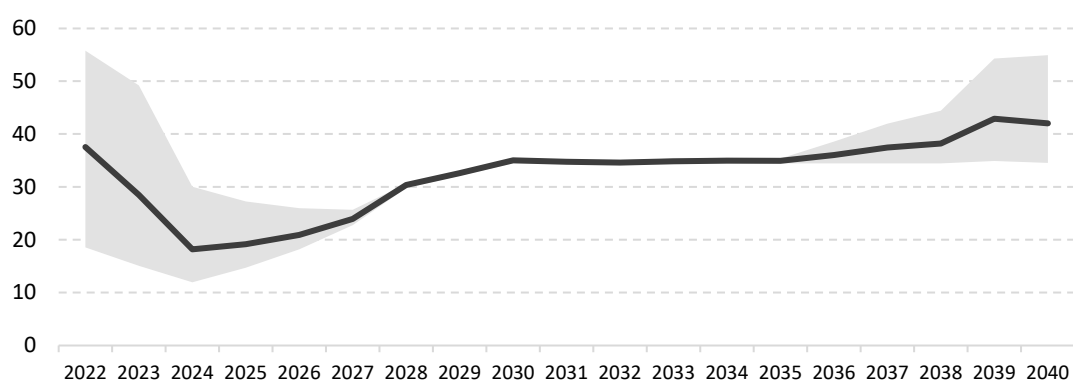


Figura 7-20 - Emissões de CO₂ equivalente (em milhões de toneladas)

Cenário Transformador

A Figura 7-21 e a Figura 7-22 mostram as emissões de CO₂ equivalente do plano de expansão obtido para o cenário transformador. Assim como para o cenário de referência, há um maior nível de emissões no curto prazo, devido à escassez hídrica, e um aumento, após uma redução, nas emissões a partir de 2026, ano em que começam a ser comissionadas as UTEs da Lei 14.182.

Cabe ressaltar que os volumes observados entre 2028-2032 possuem pouca volatilidade e estão intrinsecamente relacionados à inflexibilidade operativa das plantas.

Em termos unitários, a emissão de CO₂ por GWh produzido tende a reduzir no longo prazo devido ao aumento da eficiência na emissão de gases do efeito estufa das tecnologias empregadas no plano de expansão.

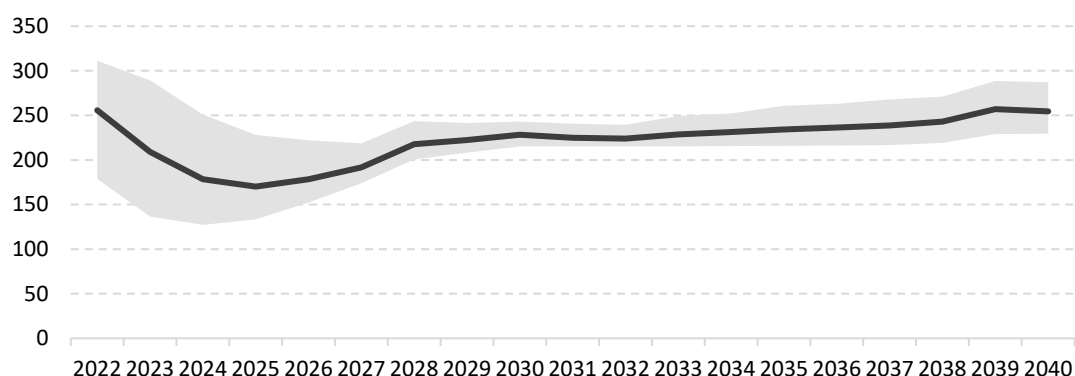


Figura 7-21 - Emissões de CO₂ equivalente (em toneladas/GWh)

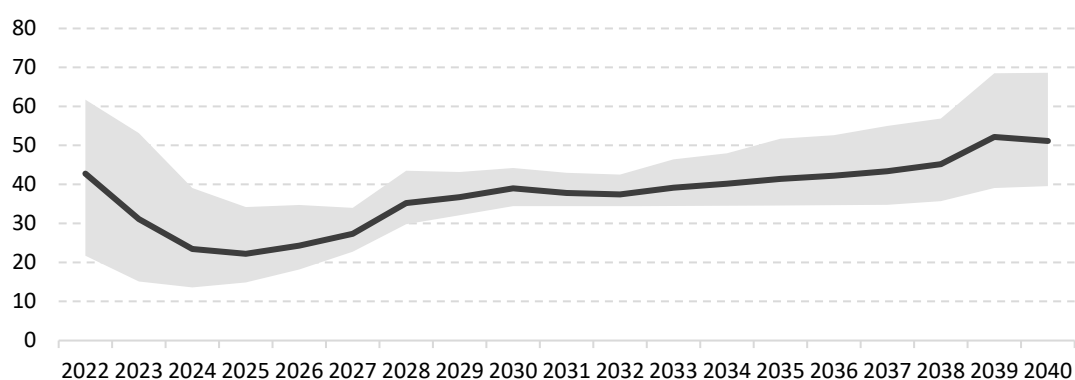


Figura 7-22 - Emissões de CO₂ equivalente (em milhões de toneladas)

7.2 Aspectos comerciais

A partir dos planos de expansão obtidos na simulação do OptGen, descritos na seção anterior, é possível avaliar os aspectos comerciais em cada um dos desenhos regulatórios.

7.2.1 PLD

Em mercados *energy only*, o preço *spot* é responsável por indicar aos agentes oportunidades de investimento em nova capacidade de geração e transmissão. Nos casos que serão apresentados neste relatório, existem outros mecanismos que garantem a adequabilidade de suprimento e, portanto, o PLD passa a ser utilizado como base de precificação de contratos futuros e na liquidação de diferença no mercado *spot*.

Cenário Referência

O preço *spot* projetado para cada submercado no Cenário Referência é apresentado na Figura 7-23. Observa-se, um perfil decrescente no começo do horizonte, em decorrência da melhora nas perspectivas para os reservatórios, seguido de um período de preços muito baixos, próximos a 55 R\$/MWh, decorrente principalmente da grande sobreoferta física projetada para o horizonte 2025-2037. Projeta-se uma tímida recuperação do nível de preços no final do horizonte, voltando a alcançar níveis próximos aos 115 R\$/MWh.

Outro ponto a ser observado na Figura 7-23 é a diferença de preços entre os submercados. Observa-se que ela ocorre pontualmente em alguns anos do horizonte, o que não justifica, do ponto de vista econômico, uma expansão em maior quantidade do sistema de transmissão.

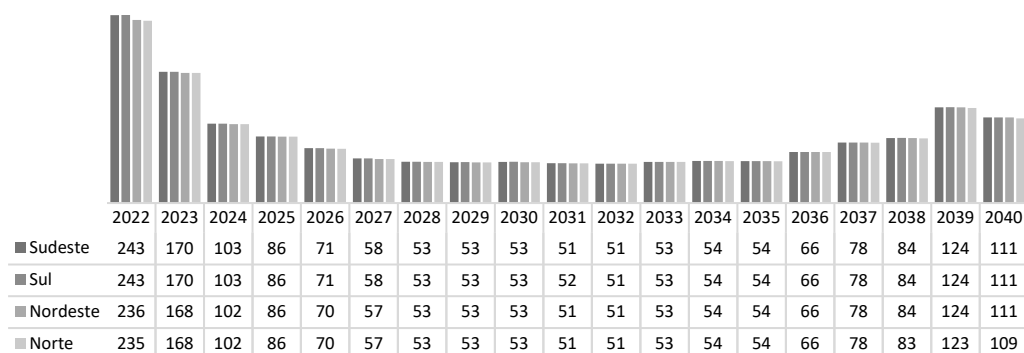


Figura 7-23 – Projeção do PLD médio anual (R\$/MWh – valores reais em Jul/21)

Quando avaliamos a projeção mensal para esta mesma variável, como mostrado na Figura 7-24, observamos no curto prazo uma sazonalidade muito marcada dos preços, em decorrência da escassez hídrica e da ainda predominante participação hidroelétrica na matriz. No entanto, no longo prazo, com a manutenção da sobreoferta e o aumento da inflexibilidade operativa, o perfil do PLD mensal é estabilizado.

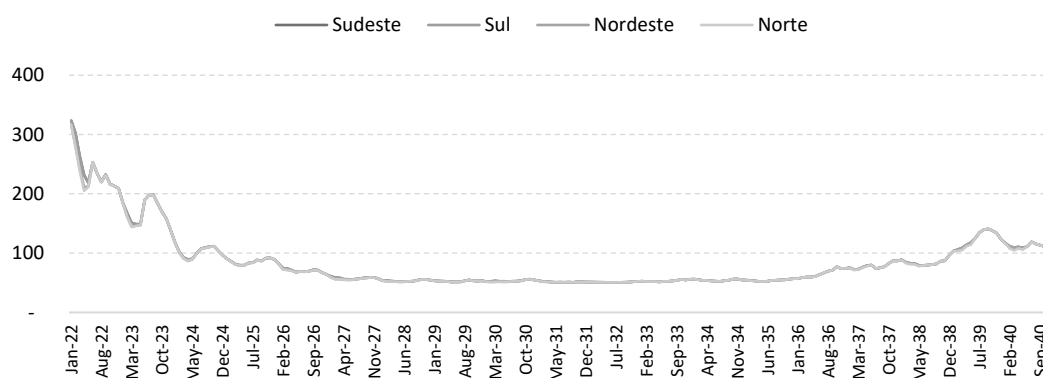


Figura 7-24 – Projeção do PLD médio mensal (R\$/MWh – valores reais em Jul/21)

Por fim, a Figura 7-25 mostra que a sobreoferta aliada ao aumento da inflexibilidade operativa leva a preços muito baixos e com pouquíssima dispersão ao longo do horizonte 2028-2035.

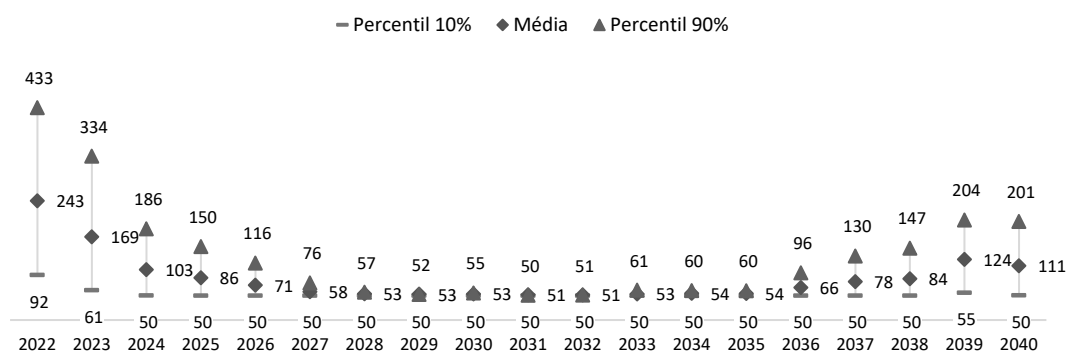


Figura 7-25 – Estatísticas da projeção do PLD do Sudeste (R\$/MWh – valores reais em Jul/21)

Cenário Transformador

O PLD projetado para cada submercado no Cenário Transformador é apresentado na Figura 7-26. Observa-se, assim como no cenário referência, um perfil decrescente no começo do horizonte, em decorrência da melhora nas perspectivas para os reservatórios, seguido de um período de preços abaixo de 100 R\$/MWh, causado pela sobreoferta física projetada para o horizonte 2025-2033. No entanto, devido ao crescimento mais acelerado da demanda neste cenário, há uma recuperação do nível de preços no final do horizonte, voltando a alcançar níveis próximos aos 140-150 R\$/MWh.

Novamente, observa-se que a diferença de preços entre os submercados ocorre de forma pontual em alguns anos do horizonte, o que não justifica, do ponto de vista econômico, uma expansão em maior quantidade do sistema de transmissão.

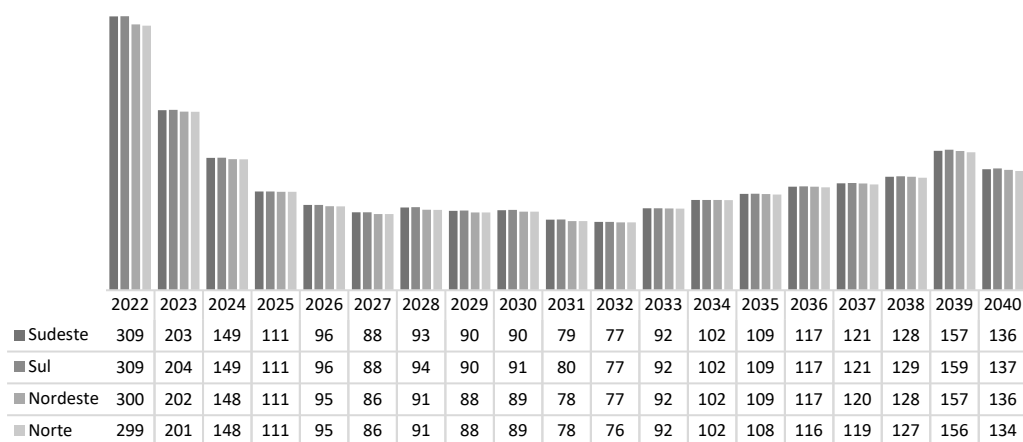


Figura 7-26 – PLD médio anual (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Quando avaliamos a projeção mensal para esta mesma variável, como mostrado na Figura 7-27, observamos no curto prazo uma sazonalidade muito marcada dos preços, em decorrência da escassez hídrica e da ainda predominante participação hidroelétrica na matriz. No entanto, no longo prazo, com a inserção de novas tecnologias, esse perfil de preços mensais tende a se estabilizar.

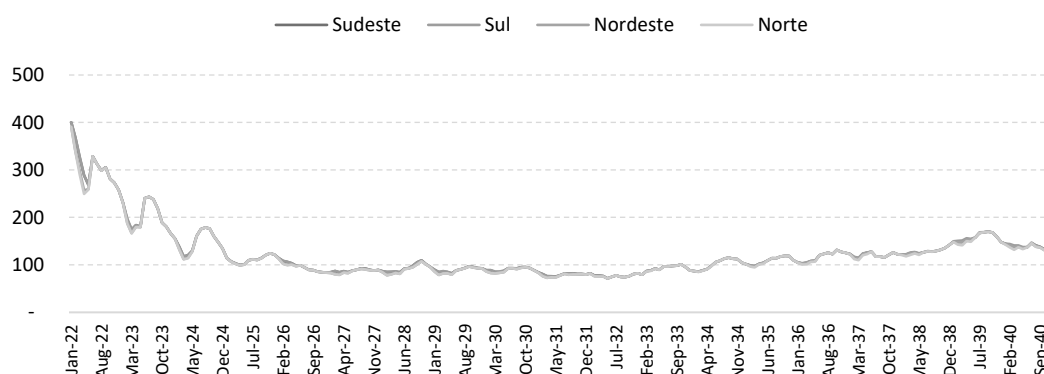


Figura 7-27 – Projeção do PLD médio mensal (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Por fim, a Figura 7-28 mostra que apesar da média do PLD ficar abaixo dos 100 R\$/MWh por muitos anos, há uma dispersão na distribuição de probabilidade da projeção desta variável, indicando que, apesar da sobreoferta de garantia física, pode haver momentos de estresse hídrico capazes de elevar as perspectivas para o PLD.

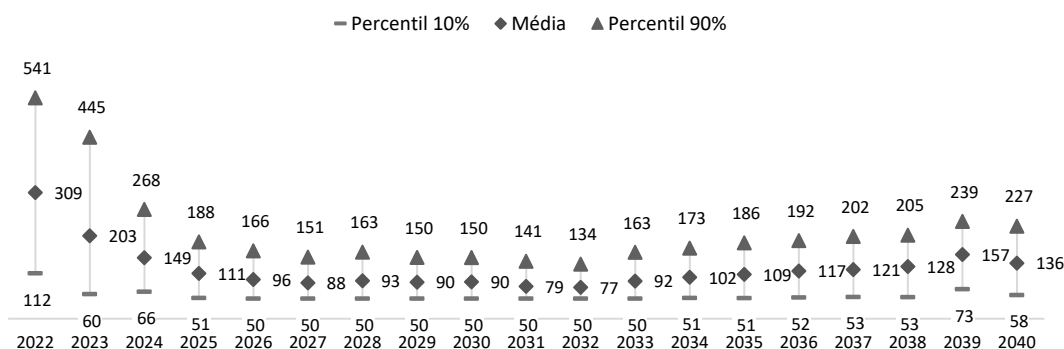


Figura 7-28 – Projeção anual do PLD do Sudeste (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-29 apresenta um comparativo entre os valores projetados para o PLD médio no Sudeste nos dois cenários de demanda. É possível notar um descasamento importante entre os dois cenários, aproximadamente 40 R\$/MWh ao longo do horizonte, justificado pela sobreoferta dos dois casos.

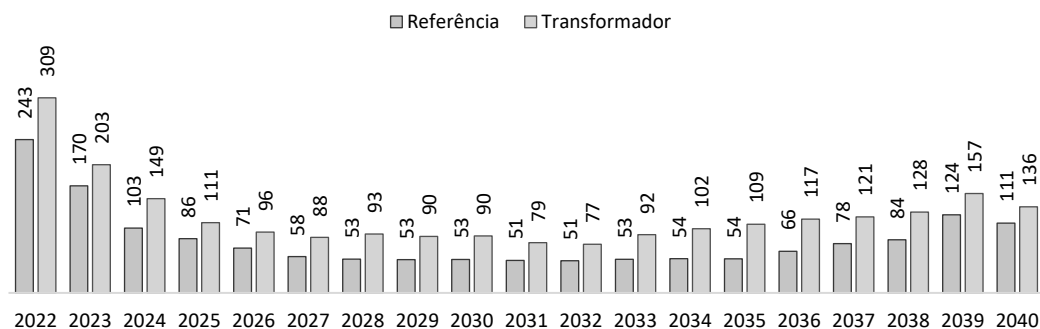


Figura 7-29 - Projeções médias de PLD para o Sudeste (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

7.2.2 Generation Scaling Factor (GSF)

O GSF é um indicador fundamental no desenho atual do Setor Elétrico Brasileiro, responsável por determinar o fator de produção das usinas hidroelétricas em relação ao seu valor esperado, que por sua vez é utilizado na contabilização e liquidação na CCEE. Assim, é importante entender as perspectivas para essa variável, que impacta diretamente nos custos do risco hidrológico repassáveis, em sua maioria, à tarifa dos consumidores regulados e em alguma medida na precificação de contratos no Mercado Livre.

Cenário Referência

A Figura 7-30 apresenta algumas estatísticas da projeção do GSF. Observa-se que no curto/médio prazo as perspectivas são de manutenção do GSF abaixo de 1, o que significa que as usinas hidroelétricas não conseguirão gerar o seu valor esperado. Esse comportamento é explicado por dois fatores:

- Baixo nível dos reservatórios e perspectiva de menores afluências no curto prazo: o efeito combinado é reduzir as expectativas de geração das usinas hidroelétricas;
- Sobreoferta física e aumento das fontes não despacháveis de energia: estes outros dois fatores reduzem significativamente a demanda líquida a ser atendida por meio da geração hidrotérmica, reduzindo, portanto, a quantidade máxima que as usinas hidroelétricas poderiam gerar. Dito de outra forma, mesmo se os reservatórios estiverem cheios, faltaria demanda para as hidroelétricas, o diminuiria o GSF esperado.

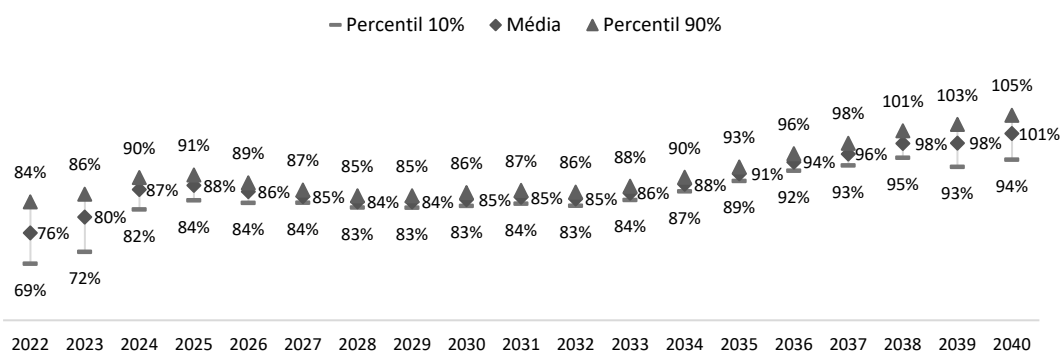


Figura 7-30 – Estatísticas da projeção para o GSF do Cenário Referência

Cenário Transformador

A Figura 7-31 apresenta algumas estatísticas da projeção do GSF. Assim como no Cenário Referência, no curto prazo as perspectivas são de manutenção do GSF abaixo de 1, o que significa que as usinas hidroelétricas não conseguirão gerar o seu valor esperado. A justificativa para este comportamento é igual à justificativa do Cenário Referência.

No longo prazo, à medida que o sistema se reequilibra, do ponto de vista de balanço entre oferta e demanda, os reservatórios voltam a encher e as perspectivas para as afluências retornam as médias históricas, fazendo com que o GSF volte para um patamar próximo a 1.

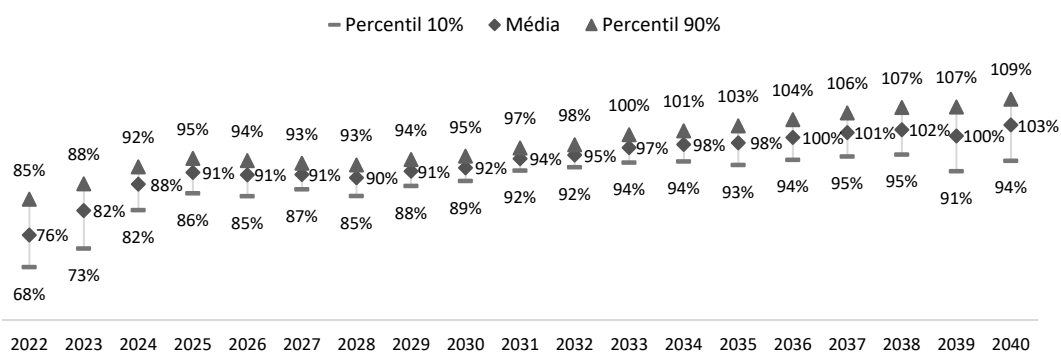


Figura 7-31 – Estatísticas da projeção para o GSF do cenário transformador

Comparativo entre os cenários de crescimentos

A Figura 7-32 apresenta um comparativo entre as projeções médias do GSF nos dois cenários de crescimento de demanda. Observa-se no Cenário de Referência projeções médias menores para o GSF que decorrem de uma menor demanda líquida a ser atendida pelo parque hidrotérmico. A diferença média entre os dois casos é de 5 pontos percentuais.

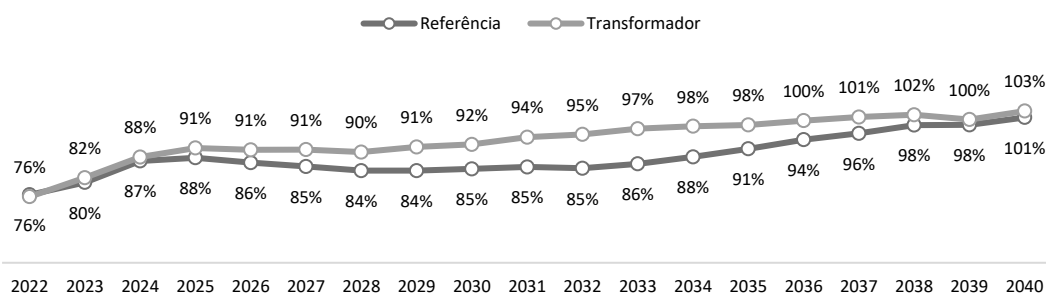


Figura 7-32 - Comparativo entre projeções para o GSF

7.2.3 Preço no Mercado Livre

As perspectivas para os preços no mercado livre têm se tornado um insumo cada vez mais importante para a tomada de decisão dos agentes que desejam investir em nova capacidade voltada exclusivamente para este ambiente de contratação. Além disso, as perspectivas para estes preços são também importantes para o segmento de consumo, em especial para os consumidores que estudam a migração para o ACL, nas tomadas de decisão de redução de custos.

Historicamente, contratos de curto e médio prazo tendem a ter uma alta correlação com as perspectivas dos agentes para o PLD. Assim, conforme mencionado anteriormente, neste estudo será utilizada uma metodologia de equilíbrio de mercado para estimar o preço destes contratos em cada um dos cenários de demanda.

Cenário Referência

As projeções de preços para o Mercado Livre, sob a ótica fundamentalista, apontam para um resultado médio, ao longo de todo o horizonte de análise, de 118 R\$/MWh \pm 6 R\$/MWh (considerando um intervalo de confiança de 90%). No entanto, este preço médio se distribui de forma distinta ao longo do horizonte, conforme ilustrado na Figura 7-33.

Observa-se que no curto prazo, em decorrência das condições sistêmicas mais adversas (baixo nível dos reservatórios e perspectivas abaixo da média histórica para as aflúncias futuras), os preços ficam em patamares mais elevados, atingindo um valor médio de 187 R\$/MWh. No médio prazo, com a manutenção da sobreoferta física aliada a períodos de preço spot muito baixos, o preço médio se reduz bastante, alcançando o valor de 94 R\$/MWh. No longo prazo, com a redução da sobreoferta física há um leve recuperação dos preços projetados para valores próximos a 101 R\$/MWh. A Figura 7-34 apresenta os resultados por janelas de tempo no horizonte simulado.

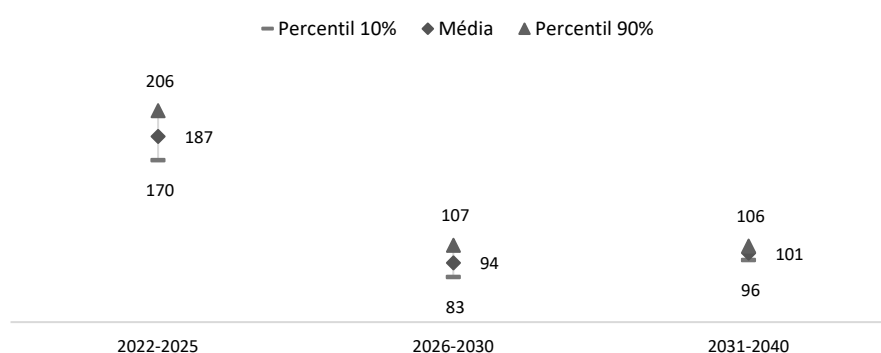


Figura 7-33 – Projeção de preços de contratos de energia (R\$/MWh) para o ACL (Sudeste)

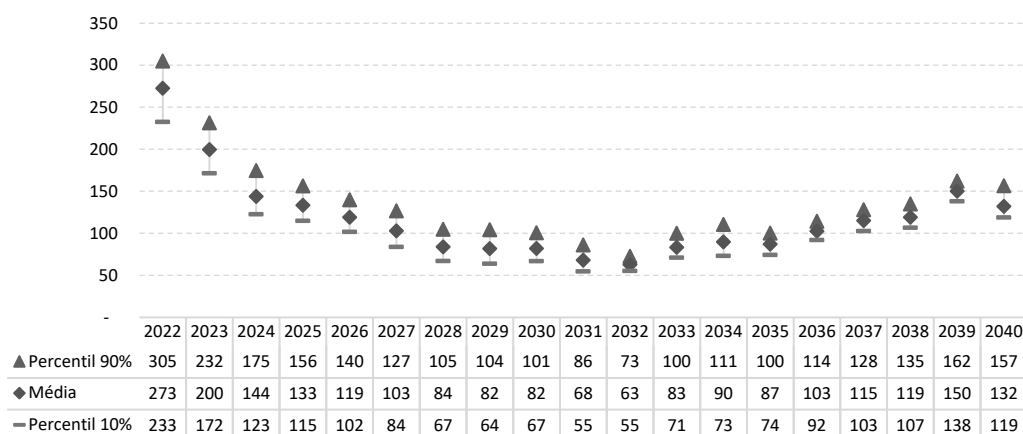


Figura 7-34 - Projeção de preços de energia (R\$/MWh) para contratos de 1 ano no ACL (Sudeste)

Cenário Transformador

As projeções de preços para o Mercado Livre para este cenário, sob a ótica fundamentalista, apontam para um resultado médio, ao longo de todo o horizonte de análise, de 152 R\$/MWh \pm 6 R\$/MWh (considerando um intervalo de confiança de 90%). No entanto, este preço médio se distribui de forma distinta ao longo do horizonte, conforme ilustrado na Figura 7-35.

Novamente, observa-se que no curto prazo, em decorrência das condições sistêmicas mais adversas (baixo nível dos reservatórios e perspectivas abaixo da média histórica para as afluências futuras), os preços ficam em patamares bem elevados, atingindo um valor médio de 218 R\$/MWh. No médio prazo, com a manutenção da sobreoferta física aliada à melhora das perspectivas para as afluências futuras, o preço médio se reduz bastante, alcançando o valor de 121 R\$/MWh. No longo prazo, com a redução da sobreoferta física, decorrente do restabelecimento do balanço entre oferta e demanda, e o conseqüente aumento nos preços spot, as projeções para os preços no Mercado Livre acompanham essa tendência, trazendo o valor médio projetado para 141 R\$/MWh. A Figura 7-36 apresenta os resultados por janelas de tempo no horizonte simulado.

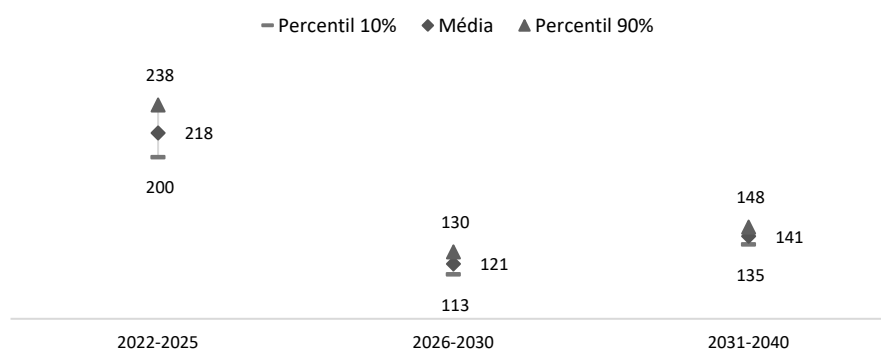


Figura 7-35 – Projeção de preços de contratos de energia (R\$/MWh) para o ACL (Sudeste)

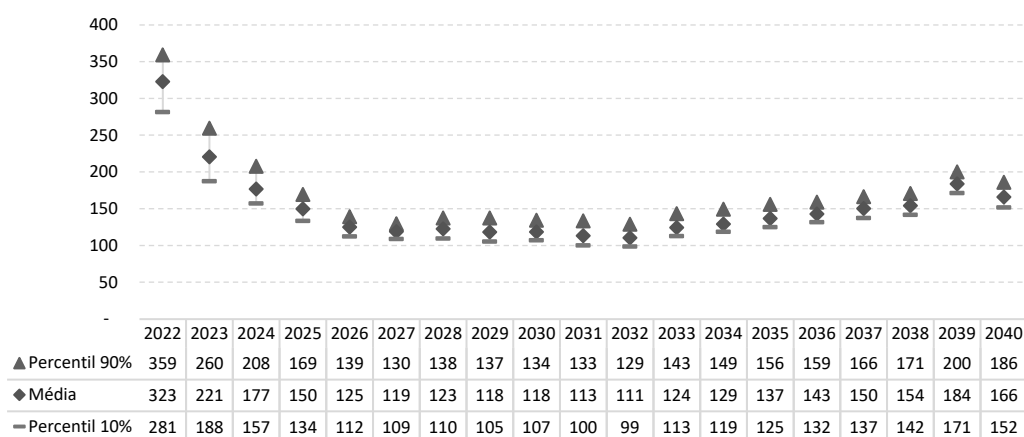


Figura 7-36 – Projeção de preços de energia (R\$/MWh) para contratos de 1 ano no ACL (Sudeste)

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-37 apresenta o comparativo entre os valores médios projetados em cada ano para os dois cenários de crescimento da demanda. É possível observar uma diferença significativa entre os casos, especialmente de 2027 em diante, justificada pelas perspectivas de PLD. A diferença média entre os dois cenários é de 34 R\$/MWh no horizonte.

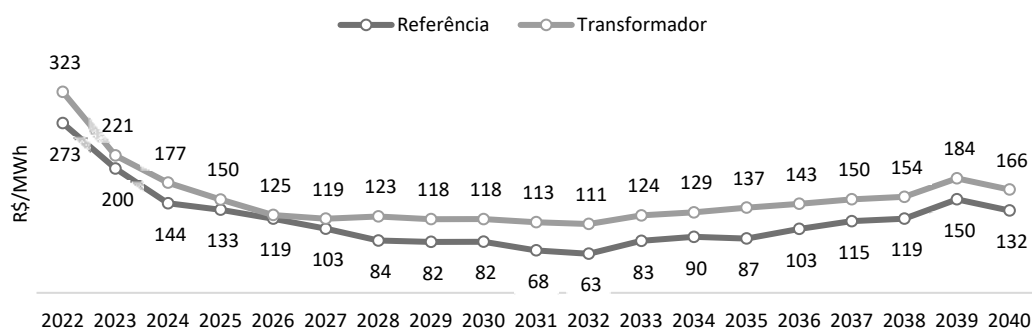


Figura 7-37 - Comparativo entre projeções médias para contrato no Mercado Livre (Sudeste) (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

7.2.4 Encargos Setoriais

Nessa seção são apresentados os resultados para os quatro principais encargos existentes, cujo valor foi obtido a partir da simulação dos cenários: encargo de energia de reserva (EER), encargo de serviço de sistema (ESS), Proinfra e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Serão apresentados ainda os resultados para novos encargos a serem criados para custear os projetos contratados em leilões de lastro e de capacidade, e para suportar eventuais custos de sobrecontratação relativos à migração de consumidores para o Mercado Livre de Energia.

7.2.4.1 Encargo de Energia de Reserva e de Serviço de Sistema

Conforme detalhado anteriormente, o EER e o ESS são encargos que dependem da operação do sistema (geração, CMO, PLD, etc.). Portanto, estes encargos foram calculados para cada cenário de expansão, construído para cada cenário de demanda, conforme apresentado.

Cenário Referência

A Figura 7-38 apresenta o valor médio e o intervalo de confiança de 80% da projeção do ESS e EER para o Cenário Referência. É possível observar que há a partir de 2026 um incremento importante no custo com esses encargos. Grande parte deste aumento é decorrente da contratação da lista das usinas termoelétricas da Lei 14.182/2021 como Energia de Reserva. A redução nas perspectivas para o PLD no médio prazo também contribui para uma menor receita na liquidação dos projetos contratados como EER, aumentando assim o valor deste encargo. Por fim, nota-se uma baixa volatilidade projetada para o período entre 2028-2033, que se justifica pelo reduzido *range* projetado para o PLD neste mesmo horizonte.

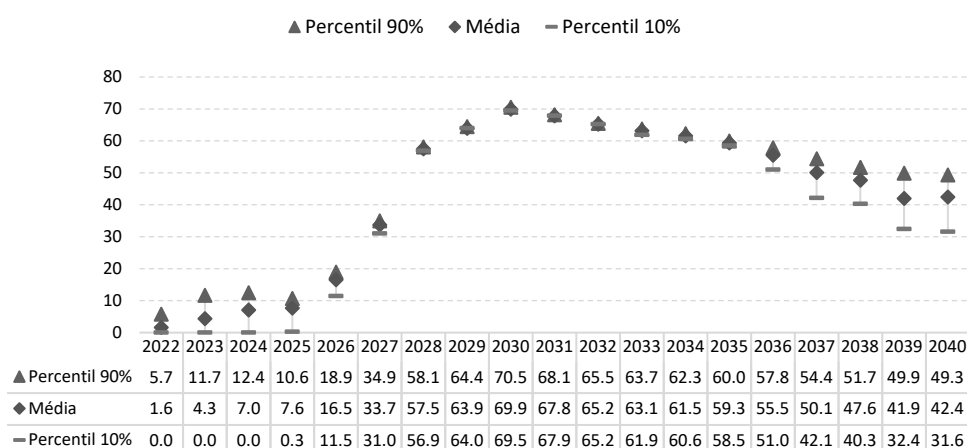


Figura 7-38 – Projeção do EER & ESS para o Cenário de Referência (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Cenário Transformador

A Figura 7-39 apresenta o valor médio e o intervalo de confiança de 80% da projeção do ESS e EER para o Cenário Transformador. É possível observar que, assim como no Cenário Referência, há a partir de 2026 um incremento importante no custo com esses encargos. Grande parte deste aumento é decorrente da contratação das usinas termoeletricas da Lei 14.182/2021 como Energia de Reserva. A redução nas perspectivas para o PLD no médio prazo também contribuem para uma menor receita na liquidação dos projetos contratados como EER, aumentando assim o valor deste encargo.

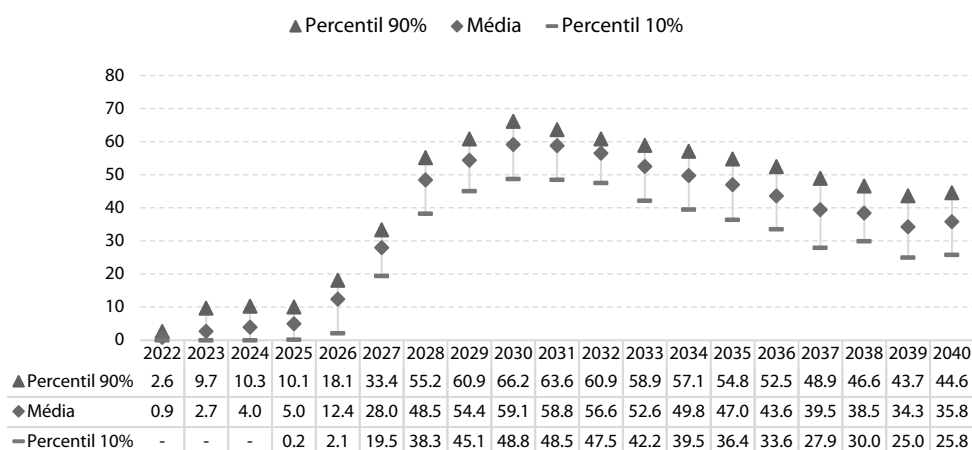


Figura 7-39 – Projeção do EER & ESS para o Cenário Transformador (R\$/MWh - valores reais em Jul/21)

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-40 apresenta um comparativo entre os valores médios projetados para o ESS & EER nos dois cenários de demanda. Nota-se claramente que o impacto da contratação das UTEs a gás natural da Lei 14.182 como energia de reserva é muito semelhante entre os dois casos. A perspectiva é de aumento significativo no custo deste encargo a partir de 2026. No entanto,

é possível notar uma diferença importante no nível do encargo nos dois casos de cerca de 8 R\$/MWh, justificada pelas perspectivas de PLDs mais baixos no Cenário de Referência em relação à Transformadora, o que reduz as receitas da liquidação da geração das usinas contratadas como EER no mercado, e aumenta o valor do encargo a ser cobrado dos consumidores.

Portanto, é possível afirmar que a contratação destas térmicas como Energia de Reserva associada a um cenário com PLD baixos gera um custo relevante aos consumidores.

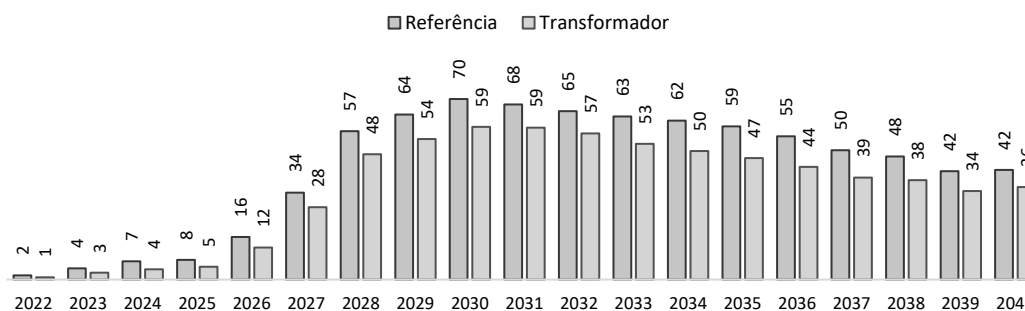


Figura 7-40 - Comparativo entre os valores médios (R\$/MWh) projetados para o EER & ESS

7.2.4.2 Proinfa

Diferentemente do EER & ESS, o custo com o Proinfa depende exclusivamente do preço e montante de contratos com cobertura deste encargo. Portanto, a diferença no valor unitário do encargo entre os casos que será apresentada decorre exclusivamente da diferença entre as demandas projetadas em cada cenário.

Conforme detalhado no Relatório 3, a Lei 14.182/2021 prevê a possibilidade de renovação em 2021 dos contratos do Proinfa por mais 20 (vinte) anos, condicionado a: (i) atualização dos preços dos contratos para o valor da fonte no leilão A-6 de 2019, atualizado pelo IPCA, mostrados na Figura 7-41; (ii) troca do indexador utilizado no reajuste do preço do contrato – passaria a ser, após renovado, o IPCA; (iii) perda do benefício do desconto tarifário na ‘tarifa fio’; (iv) a garantia de modicidade tarifária.

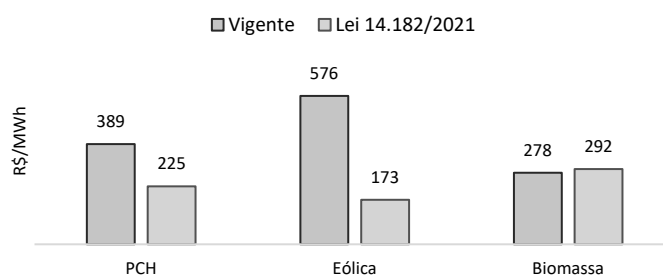


Figura 7-41 – Preço médio dos contratos de cada fonte coberto pelo Proinfa

A lei previa o prazo de 90 dias para indicação por parte dos agentes a Aneel se desejariam ou não a renovação. Até o momento da confecção deste relatório, não há uma divulgação pública sobre os agentes que aceitaram os termos da renovação e, portanto, serão apresentadas al-

gumas sensibilidades quanto ao custo deste encargo. Cabe ressaltar, que as biomassas estariam inelegíveis para adesão à renovação, porque o novo preço seria superior ao vigente, ferindo a garantia da modicidade tarifária para o consumidor final.

Assim, a Figura 7-42 mostra a projeção do custo total do Proinfa considerando quatro possíveis cenários: (i) sem renovação; (ii) renovação somente das eólicas; (iii) renovação somente das PCHs; (iv) renovação das eólicas e PCHs. Destaca-se que os cenários de renovação trazem um importante alívio tarifário no curto prazo, especialmente ao se considerar as perspectivas para os reajustes em 2022.

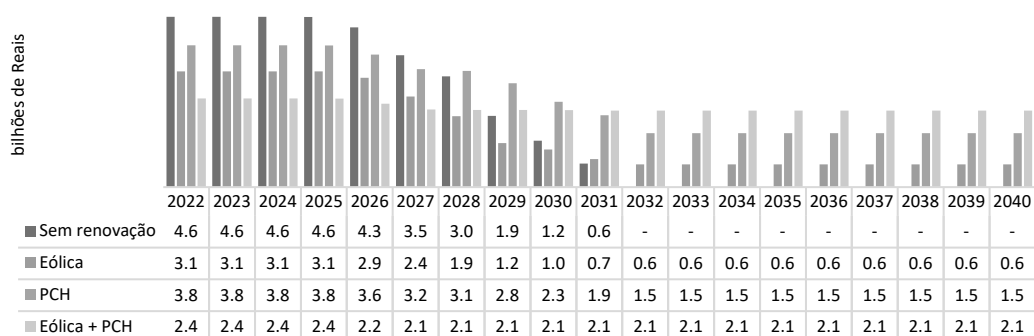


Figura 7-42 – Projeção do custo de contratação do Proinfa a ser coberto pelo encargo

Destacamos que o cenário que será utilizado como base nas avaliações seguintes neste relatório será o cenário em que há a renovação somente das PCHs. A exclusão da renovação das usinas eólicas do caso base se justifica pelo importante diferencial de preço do contrato que passaria a ser praticado e pela perda do benefício do desconto no fio, não justificando uma renovação para esta fonte.

Cenário de Referência

A Figura 7-43 apresenta a projeção do custo unitário do encargo para cobertura do Proinfa considerando a demanda projetada para o Cenário de Referência. Caso haja o pedido de renovação dos geradores, projeta-se uma redução no custo do encargo, que pode chegar a 47% em 2022 – considerando o caso com renovação das eólicas e PCHs. Apesar de ser uma redução modesta, especialmente se comparada à atual tarifa do Mercado Regulado, é uma medida que potencialmente proporcionará um alívio tarifário no próximo ano. Como contrapartida, caso os contratos sejam renovados, os consumidores deverão continuar pagando pelos custos deste programa após 2031, data inicialmente prevista para término do Proinfa.

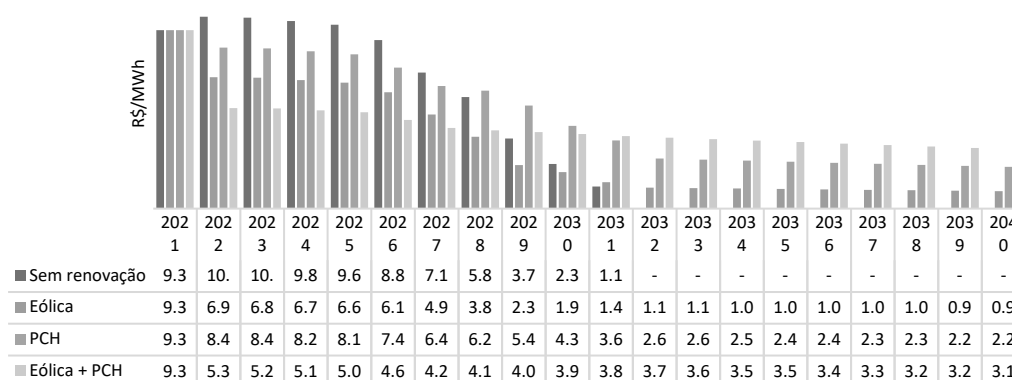


Figura 7-43 – Projeção do encargo para cobertura dos custos do Proinfa

Cenário Transformador

A Figura 7-44 apresenta a projeção do custo unitário do encargo para cobertura do Proinfa considerando a demanda projetada para este caso. Assim como no caso anterior, projeta-se uma redução no custo do encargo decorrente da renovação, que pode chegar a 47% em 2022 – considerando o caso com renovação das eólicas e PCHs.

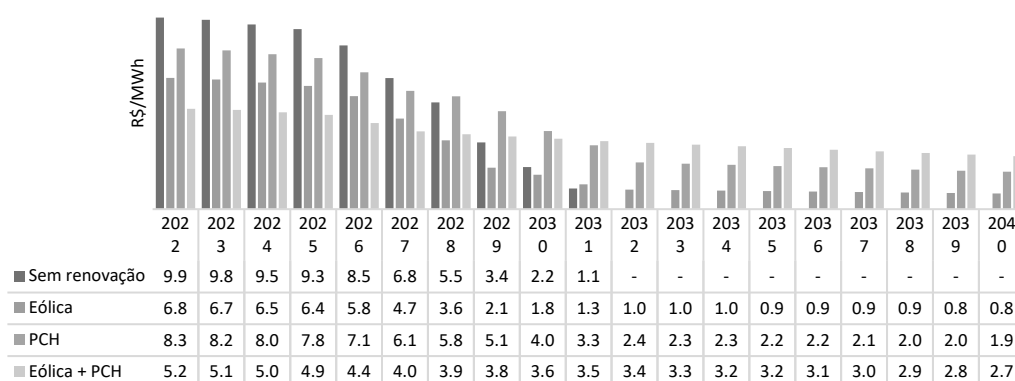


Figura 7-44 – Projeção do encargo para cobertura dos custos do Proinfa

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-45 apresenta o comparativo entre os valores projetados do encargo para cobertura dos custos do Proinfa. Nota-se que a diferença entre os dois casos é marginal. Esse comportamento é explicado pelo fato de os custos projetados serem iguais nos dois casos, portanto, a diferença entre eles é somente no mercado pagante deste encargo que, apesar de ser significativa, não é suficiente para gerar um descolamento importante entre os dois cenários.

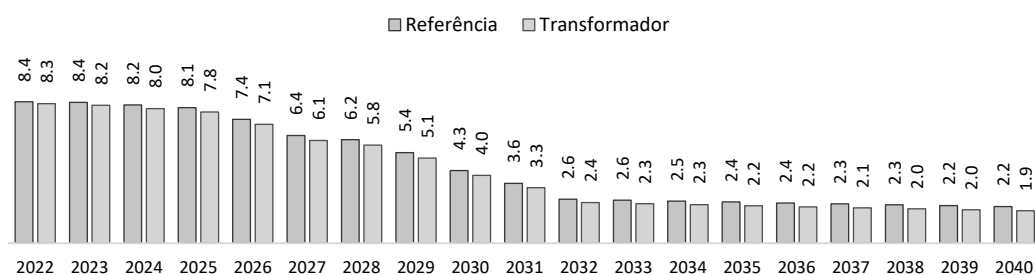


Figura 7-45 – Comparativo entre as projeções do encargo para cobertura dos custos do Proinfa

7.2.4.3 Conta de Desenvolvimento Energético

Assim como no caso do Proinfa, a projeção da CDE depende de premissas que guardam pouca relação com o cenário de expansão e, portanto, as premissas utilizadas para os dois cenários de crescimento de demanda serão apresentadas a seguir e utilizadas em ambos os casos. A diferença no valor unitário do encargo entre os casos a ser apresentada decorre, portanto, exclusivamente da diferença entre as demandas projetadas em cada cenário.

Como detalhado anteriormente, a CDE é um encargo que visa cobrir os custos decorrentes de políticas energéticas do governo. Assim, o valor deste encargo é calculado como a diferença entre as despesas e receitas projetadas para este fundo setorial.

Para a projeção das receitas da CDE ao longo do horizonte de estudos, adotou-se as seguintes premissas:

1. Mantidas constantes as receitas a título de Uso do Bem Público – UBP.
2. Mantidas constantes as receitas de multas aplicadas pela Aneel.
3. Mantidas constantes as receitas pelo pagamento das quotas de Reserva Global de Reversão – RGR.
4. Não se assume saldos futuros.
5. Assume-se um fluxo de receita oriundo do fundo de P&D, conforme calendário proposto pela Aneel na Consulta Pública 078/2020 – resultado da Medida Provisória 998/2020.
6. Assume-se um fluxo de receita oriundo do processo de capitalização da Eletrobrás, conforme previsto na Lei 14.182/2021.

Sobre o último item de receita descrito acima, a Lei 14.182/2021 prevê em seu Art. 4º que são condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica:

I - O pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

II - O pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos abatidos de um conjunto de parcelas.

Segundo a Resolução CNPE 15/2021, o valor para este bônus de outorga a ser destinado à CDE é de 29,79 bilhões de Reais e serão aportados conforme o cronograma na Figura 7-46. Entretanto, esse bônus será integralmente destinado ao Mercado Cativo (na proporção dos volumes de contratos de cotas da Eletrobrás existentes no portfólio das distribuidoras) e, portanto, não há impactos na CDE paga pelos consumidores livres.

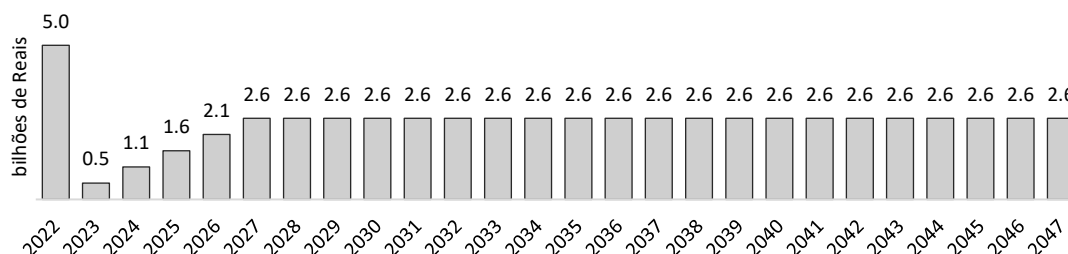


Figura 7-46 - Aportes a CDE (bilhões de reais) decorrentes da Lei 14.182

Já para a projeção das despesas a serem cobertas pela CDE, as premissas adotadas foram:

1. Manutenção das despesas com programas de universalização, devido à criação do programa 'Mais Luz para a Amazônia'.
2. Manutenção dos subsídios à geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional.
3. Redução linear da taxa de crescimento anual do subsídio aos consumidores de baixa renda, a partir de taxa média observada entre os anos de 2015 e 2020 até o valor de 1% em 2040. Essa redução decorre da premissa de retomada do crescimento econômico e consequente redução da quantidade de consumidores de baixa renda.
4. Crescimento do subsídio para consumidores especiais de acordo com o crescimento da garantia física de energia incentivada destinada ao Mercado Livre e com base nas perspectivas para a evolução do prêmio da energia incentivada.
5. Subsídio para a energia associada à geração e compensação concedida aos usuários conectados à rede de transmissão (geradores e consumidores incentivados) cresce de acordo com o aumento da geração renovável não convencional no cenário de expansão de longo prazo da PSR e com as perspectivas de TUST dos segmentos de consumo e geração¹⁵.
6. Redução linear até a extinção, em 2024, dos subsídios a consumidores rurais, serviços públicos de água, saneamento e esgoto, e distribuidoras de pequeno porte (Decreto 9.642/2018).
7. A projeção dos gastos com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) considera:
 - Custo de combustível e despesas assessórias aprovados pela Aneel para os geradores dos Sistemas Isolados
 - Projeção da demanda dos sistemas isolados
 - Levantamento do portfólio de contratos das distribuidoras (contratos bilaterais e de leilões) que suprem o Sistema Isolado.

¹⁵ Por efeito da Lei 14.120/2021, os geradores que entrarem em operação após 2026 não terão mais o desconto no fio.

- Simulação da compra de novos contratos para suprir o crescimento de carga.
- Nenhuma renovação de contrato (são todos substituídos por leilões).
- Preço de leilões futuros iguais à média de leilões recentes (~1.150 R\$/MWh).
- Não há novas interligações ao SIN e nem novas localidades a serem atendidas.
- Fim da cobertura dos custos de geração de usinas já interligadas ao SIN, já que pagamentos associados à infraestrutura de gás serão feitos até 2026.

O resumo das despesas e receitas projetadas, assim como o valor total do encargo a ser cobrado dos consumidores, é apresentado na Tabela 7-3 e na Tabela 7-4.

Receitas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Uso do Bem Público	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07	1.07
Multas	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
Saldo	0.56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cotas da RGR	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Recursos de P&D	2.22	0.42	0.42	0.42	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas	0.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quotas CDE - Uso ¹⁶	19.58	22.69	20.97	19.90	19.55	19.07	19.47	19.53	19.02	18.83	17.56	17.75	18.27	18.66	18.97	19.77	20.24	21.15	21.72	21.86
Total	23.92	24.58	22.86	21.79	21.43	20.54	20.94	21.00	20.49	20.30	19.03	19.22	19.74	20.12	20.44	21.24	21.71	22.62	23.19	23.33

Tabela 7-3 - Receitas, em bilhões de Reais, projetadas para a CDE

Despesas	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Universalização	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
Baixa Renda	3.66	3.78	3.91	4.04	4.16	4.28	4.40	4.52	4.63	4.74	4.85	4.95	5.05	5.14	5.23	5.31	5.39	5.45	5.52	5.57
Carvão Mineral	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Rural	1.61	1.21	0.68	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Irrigação e Aquicultura	1.13	0.87	0.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Água-esgoto-saneamento	0.47	0.35	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cooperativa	0.38	0.29	0.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuidora	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36	0.36	0.36	0.37	0.37
Transmissão	1.04	1.00	1.24	1.57	1.61	1.64	1.67	1.62	1.12	1.18	1.15	1.12	1.16	1.18	1.17	1.26	1.28	1.41	1.45	1.37
Geração Fonte Incentivada	0.48	0.52	0.55	0.61	0.65	0.69	0.69	0.69	0.64	0.61	0.59	0.58	0.59	0.60	0.59	0.63	0.64	0.69	0.71	0.67
Consumidor Fonte Incentivada	4.15	4.86	5.56	5.96	6.08	6.11	6.34	6.31	6.22	6.02	6.11	6.19	6.41	6.57	6.66	7.07	7.28	7.77	8.02	8.01
Déficit da CDE	0.11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCC	8.48	8.80	7.67	7.21	6.54	5.43	5.43	5.46	5.47	5.34	3.91	3.96	4.11	4.22	4.37	4.54	4.70	4.87	5.06	5.27
Custos Administrativos	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
Total	23.92	24.58	22.86	21.79	21.43	20.54	20.94	21.00	20.49	20.30	19.03	19.22	19.74	20.12	20.44	21.24	21.71	22.62	23.19	23.33

Tabela 7-4 - Despesas, em bilhões de Reais, projetadas para a CDE

¹⁶ Não considera os efeitos do aporte a CDE decorrente da privatização da Eletrobrás

Dada as projeções de despesas e receitas para a CDE, é possível calcular qual seria o custo do encargo a ser cobrado dos consumidores com base no consumo projetado para cada um dos cenários de demanda.

Cenário de Referência

Com base na demanda projetada para o Cenário de Referência e no custo a ser coberto pela CDE Uso, projeta-se o valor unitário para o encargo, que é apresentado nas figuras a seguir. No curtíssimo prazo, observa-se um aumento decorrente principalmente da redução de receitas esperadas para a CDE (menor aporte dos recursos do fundo de P&D). No médio prazo, com o fim de alguns subsídios há uma tendência de redução e, posteriormente, uma estabilização.

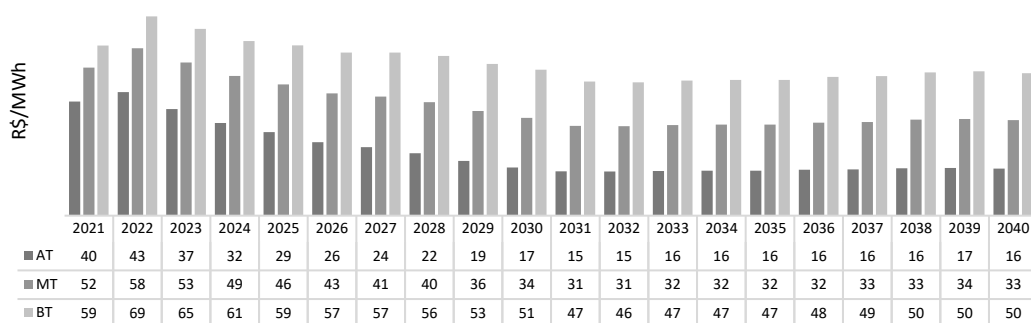


Figura 7-47 - Projeção da CDE Uso, em R\$/MWh, para consumidores do Sul, Sudeste e Centro-Oeste

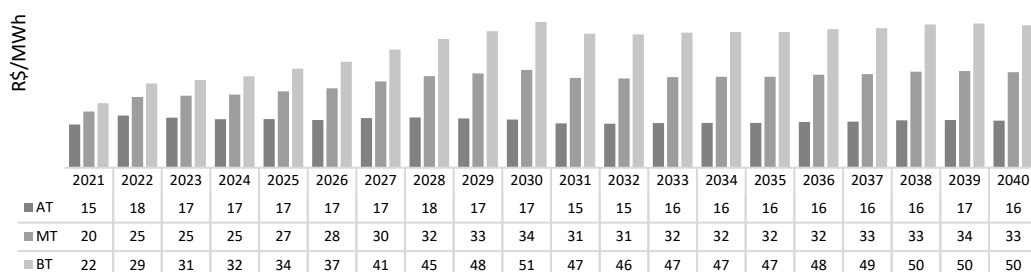


Figura 7-48 - Projeção da CDE Uso, em R\$/MWh, para os consumidores do Norte e Nordeste

Cenário Transformador

Com base na demanda projetada para o Cenário Transformador e no custo a ser coberto pela CDE Uso, projeta-se o valor unitário para o encargo, que é apresentado nas figuras a seguir. No curtíssimo prazo, assim como no Cenário Referência, observa-se um aumento decorrente principalmente da redução de receitas esperadas para a CDE (menor aporte dos recursos do fundo de P&D). No médio prazo, com o fim de alguns subsídios há uma tendência de redução e, posteriormente, uma estabilização.

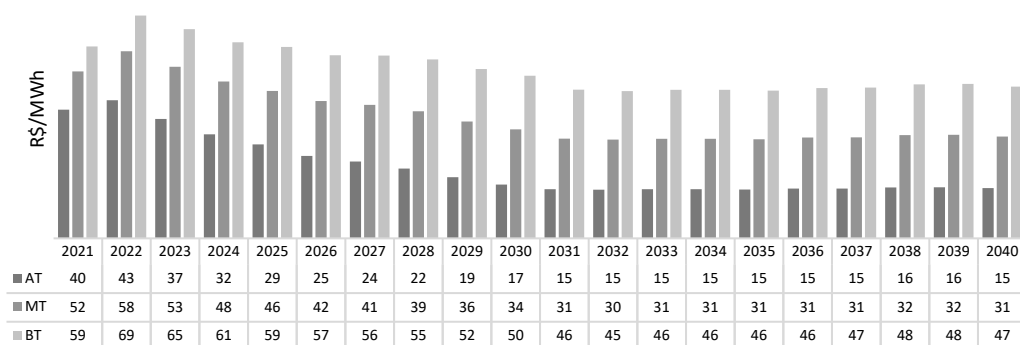


Figura 7-49 - Projeção da CDE Uso, em R\$/MWh, para consumidores do Sul, Sudeste e Centro-Oeste

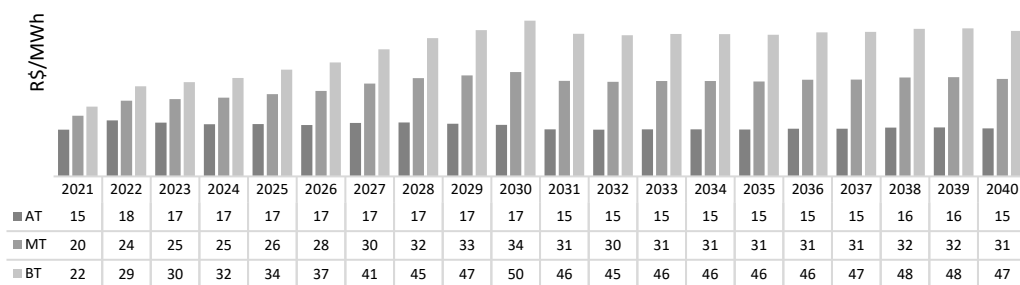


Figura 7-50 - Projeção da CDE Uso, em R\$/MWh, para os consumidores do Norte e Nordeste

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-51 apresenta um comparativo entre as projeções para a CDE Uso para consumidores nos submercado Sul, Sudeste e Centro-Oeste conectados em baixa tensão. Assim como no caso do Proinfa, a diferença entre os casos é bem pequena, chegando em 2040 a 3 R\$/MWh, o que é explicado pela diferença na taxa de crescimento do consumo do mercado pagante.

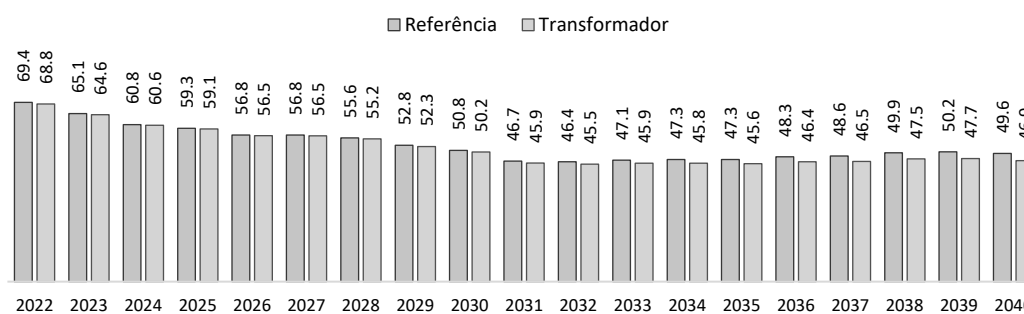


Figura 7-51 – Comparativo entre o CDE Uso para consumidores do Sul, Sudeste e Centro-Oeste conectados na baixa tensão

7.2.4.4 Encargo de Lastro de Capacidade

Com a realização do leilão de capacidade, um novo encargo será criado para arcar com os custos provenientes das contratações desse tipo de certame. Para estimar qual seria o valor deste encargo, partimos do resultado obtido na simulação da expansão de cada cenário de demanda.

No processo de otimização da expansão, uma das restrições do modelo é a de atendimento da demanda de ponta, que é mostrada abaixo.

$$\sum Potência Firme_{sistema} \geq 1,05 \times Demanda Horária Máxima Anual_{sistema}$$

Para este estudo consideramos que o fornecimento deste serviço será remunerado pela variável dual da restrição associada, ou seja, quanto custaria ao sistema (em R\$/kW-firme) o atendimento do próximo kW-firme. Sob a ótica do leiloeiro, este deveria ser o preço máximo que o sistema estaria disposto a pagar pelo serviço de atendimento à demanda de ponta.

Contudo, persiste ainda no setor uma grande discussão a respeito de quais fontes estariam aptas a participar deste tipo de leilão. A princípio, energeticamente todas as fontes contribuem, de acordo com as suas características, para o atendimento da demanda de ponta do sistema, inclusive explorando possibilidades de repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas existentes assim como, oportunamente, os recursos de armazenamento de energia, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis.

Entretanto, o leilão a ser realizado ao final de 2021 permitirá somente a participação de termelétricas com inflexibilidade máxima de 30%. Nos resultados que serão apresentados, consideramos os seguintes casos:

- **Caso Status Quo:** somente as termelétricas podem participar do leilão;
- **Caso Alternativo:** todas as fontes podem participar do leilão;

Cabe ressaltar que, em linha com a regulação, considerou-se que somente novos projetos ou projetos termelétricos em fim de contrato de energia poderiam participar deste leilão e ser remunerados por este serviço. Em todos os casos, o custo a ser coberto pelo encargo de capacidade de potência em cada ano foi calculado a partir do produto entre o total de potência firme aportado pelas fontes e o preço estimado para este serviço.

$$Custo\ de\ Capacidade\ de\ Potência_T = Potência\ Firme_T \cdot Preço\ de\ Pot.\ Firme_T$$

Por fim, procedeu-se ao cálculo do custo unitário do encargo, considerando que todos os consumidores, à exceção dos autoprodutores de energia, arcarão com este custo.

$$\text{Encargo de Capacidade}_T(\text{R\$/MWh}) = \frac{\text{Custo de Capacidade de Potência}_T(\text{R\$})}{\text{Mercado}_T(\text{MWh})}$$

Cenário de Referência

A partir da simulação da expansão para o cenário de crescimento de demanda de Referência, obteve-se os seguintes valores para o custo de atendimento à demanda de ponta. Observa-se uma leve redução no final do horizonte em decorrência da maior penetração de sistemas de armazenamento para prestação deste tipo de serviço ao sistema.

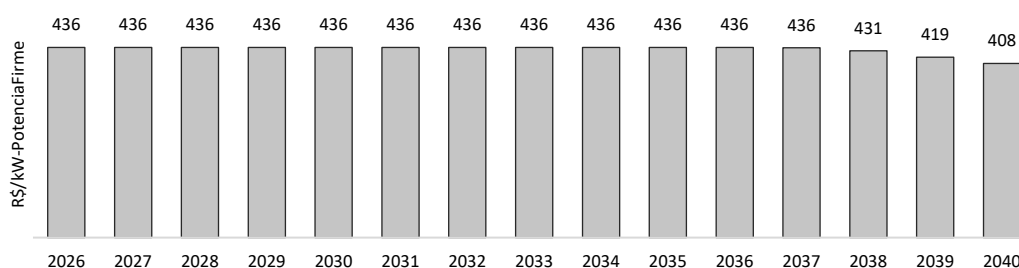


Figura 7-52 – Projeção do custo marginal de potência firme (valores reais em Jul/21)

De forma a tornar a informação mais próxima da base com a qual os agentes do SEB trabalham atualmente, foram convertidos os valores dos pagamentos por capacidade de cada tecnologia (R\$/kW-potência firme) por valores em R\$/MWh de garantia física no final do horizonte, apresentados na Figura 7-53. Cabe destacar que o valor apresentado para a tecnologia Gás Natural – Ciclo Aberto é bem superior às demais pelo fato de dela possuir uma garantia física mais desproporcional em relação à potência firme que é capaz de prover.

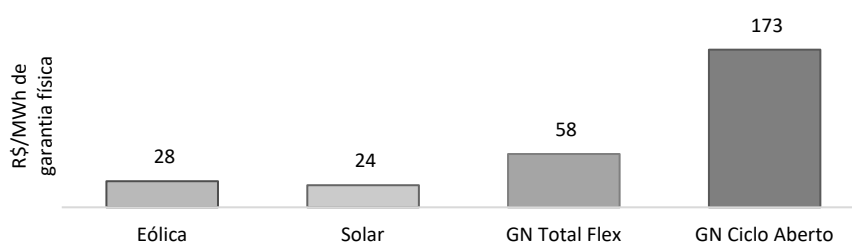


Figura 7-53 – Pagamento por potência firme por tecnologia em R\$/MWh (valores reais em Jul/21)¹⁷

A projeção do custo total da contratação de potência firme para o sistema é apresentada na Figura 7-54. Destaca-se que no final do horizonte, o delta custo entre os casos simulados é de aproximadamente 2 bilhões de reais.

¹⁷ Os valores para PCH, GN Inflex e GN Retrofit estão zerados no gráfico devido à ausência dessas fontes no plano de expansão do Cenário Referência.

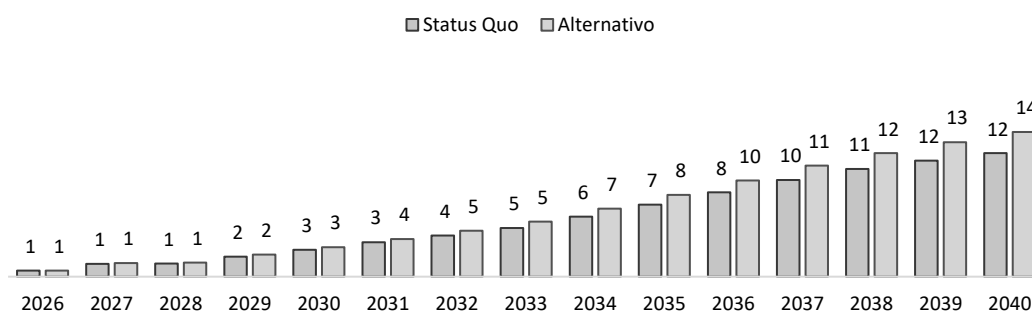


Figura 7-54 – Custo para a contratação de fontes para suprir a demanda de ponta (valores reais em Jul/21)

Convertendo este custo para o encargo a ser pago pelo consumidor, chega-se na projeção apresentada na Figura 7-55. Observa-se que há um diferencial de custo de aproximadamente 3 R\$/MWh ao se considerar o pagamento de fontes renováveis pela potência firme fornecida ao sistema. Assim, faz-se necessário destacar que a opção pela remuneração a estas fontes pelo serviço prestado confere isonomia entre as agentes, mas aumenta os custos para o consumidor final.

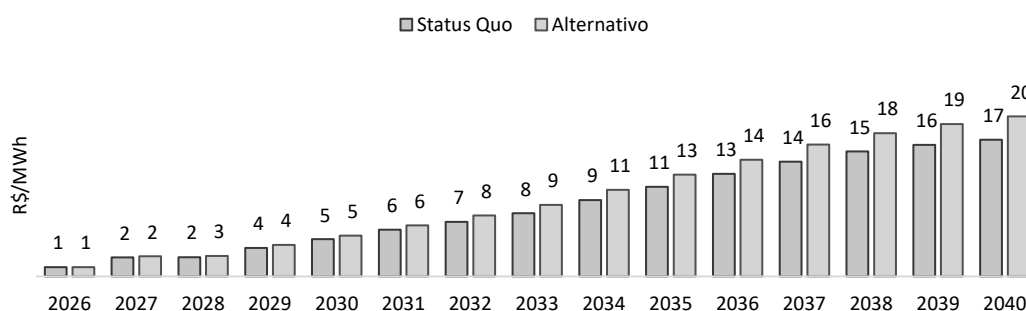


Figura 7-55 – Encargo de capacidade de potência (valores reais em Jul/21)

Cenário de crescimento Transformador

São os seguintes os custos estimados para o atendimento à demanda de ponta. Novamente, observa-se uma leve redução no final do horizonte, decorrente da maior penetração de sistemas de armazenamento para prestação deste tipo de serviço ao sistema.

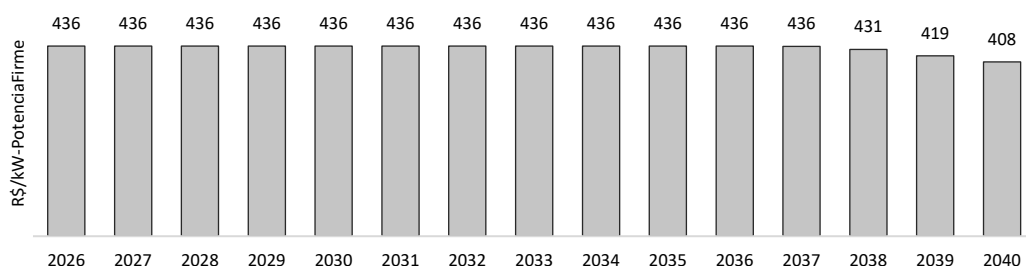


Figura 7-56 – Projeção do custo marginal de potência firme (valores reais em Jul/21)

Assim como para o Cenário de Referência, os valores dos pagamentos por capacidade de cada tecnologia (R\$/kW-potência firme) foram convertidos por valores em R\$/MWh de garantia física no final do horizonte, que estão apresentados na Figura 7-57.

Cabe destacar que o valor apresentado para a tecnologia Gás Natural – Ciclo Aberto é bem superior às demais por possuir uma garantia física desproporcional com respeito à potência firme que pode prover.

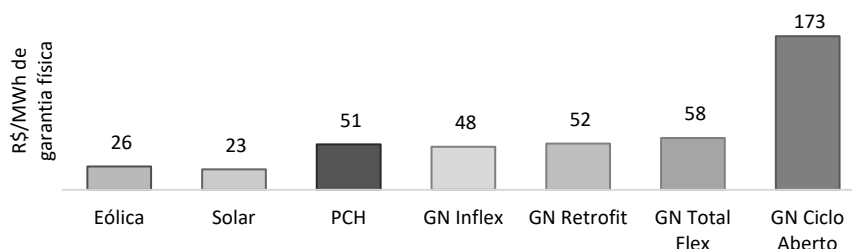


Figura 7-57 – Pagamento por potência firme por tecnologia, em R\$/MWh (valores reais em Jul/21)

A projeção do custo total da contratação de potência firme para o sistema é apresentada na Figura 7-58. Destaca-se que no final do horizonte, o delta custo entre os casos simulados é de aproximadamente 5 bilhões de reais.

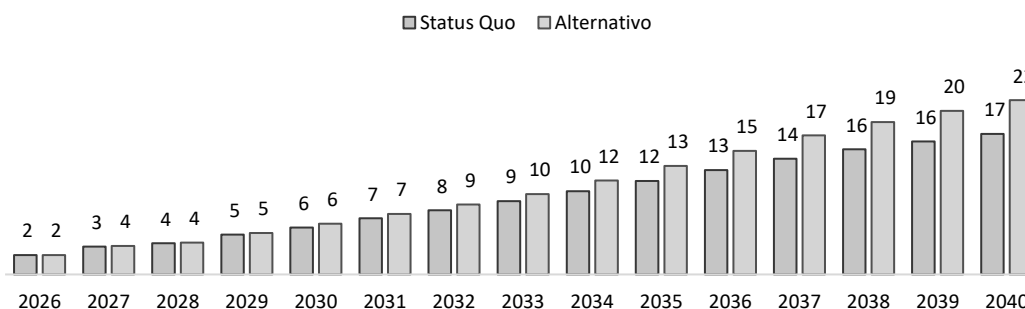


Figura 7-58 – Custo da contratação do atendimento à demanda de ponta (valores reais em Jul/21)

Convertendo este custo para o encargo a ser pago pelo consumidor, chega-se na projeção apresentada na Figura 7-59. Novamente observa-se que há um diferencial de custo de aproximadamente 5 R\$/MWh ao se considerar o pagamento de fontes renováveis pela potência firme fornecida ao sistema.

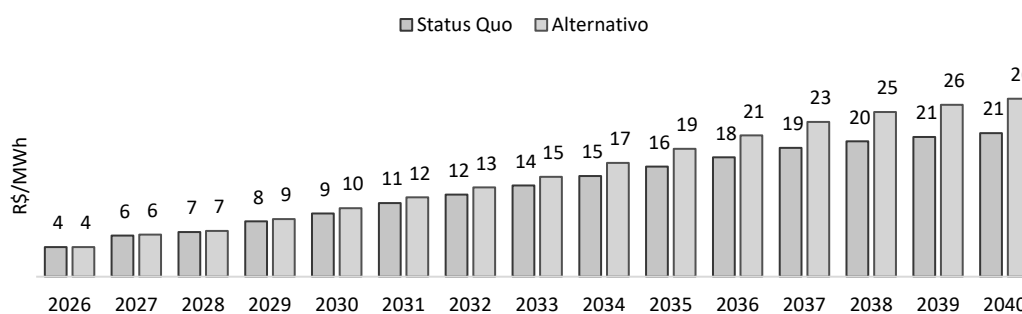


Figura 7-59 – Encargo de capacidade de potência (valores reais em Jul/21)

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-60 apresenta um comparativo entre os custos decorrentes da contratação de Lastro de Capacidade entre os cenários de demanda. Notadamente, o custo acumulado associado à contratação de Lastro de Capacidade no cenário Transformador é R\$ 57 bilhões maior ao cenário de Referência, decorrente pela necessidade de contratação de mais potência para o atendimento de uma demanda que cresce a uma taxa maior neste caso.

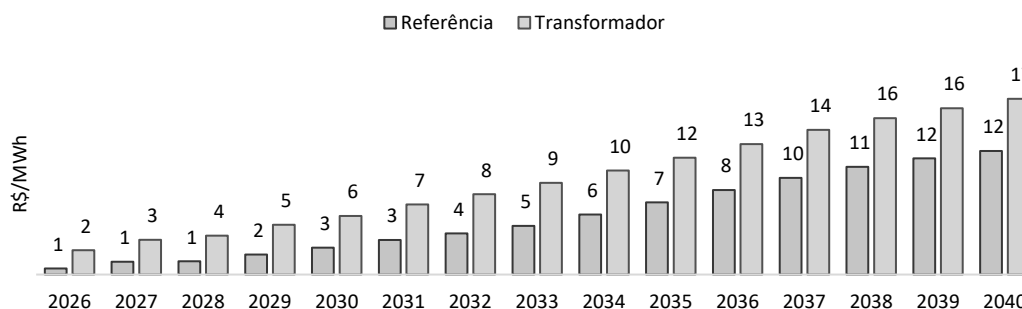


Figura 7-60 – Comparativo entre os custos projetados para contratação de Lastro de Capacidade (valores reais em Jul/21)

7.2.4.5 Encargo de Lastro de Garantia Física

Como detalhado no Relatório 3, o encargo de lastro de garantia física será calculado neste trabalho como o *missing money*.

Cenário de Referência

A partir dos resultados obtidos no cálculo do encargo de capacidade, mostrados na seção anterior, e nas projeções de preço no Mercado Livre e no mercado *spot*, calculou-se o Missing Money (MM) dos agentes.

A Figura 7-61 apresenta o *missing money* do sistema no Cenário Referência. Destaca-se o baixo valor ao longo de todo o horizonte, que pode ser justificado por dois fatores: (i) as usinas termoeletricas conseguem uma remuneração importante via leilão de capacidade; (ii) a redução dos custos das renováveis (eólicas e solares) no longo prazo.

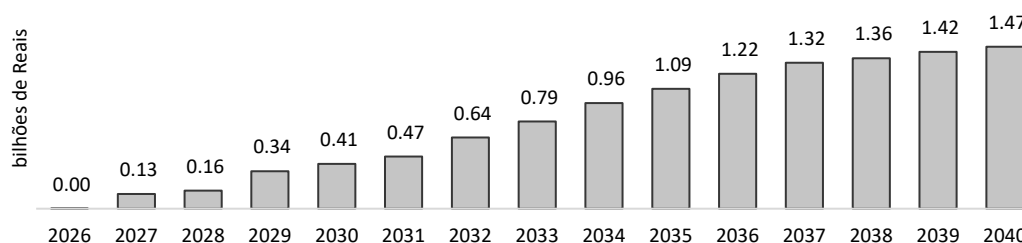


Figura 7-61 – Custo com o lastro de garantia física (valores reais em Jul/21)

Dividindo-se este custo pelo mercado pagante deste encargo, temos a projeção do valor unitário a ser pago pelos consumidores, apresentado na Figura 7-62. Nota-se que os valores são bem inferiores aos projetados para o encargo de capacidade. No entanto, cabe destacar que

a avaliação do valor do lastro dos ativos deve ser feita levando-se em consideração as duas parcelas: potência e energia.

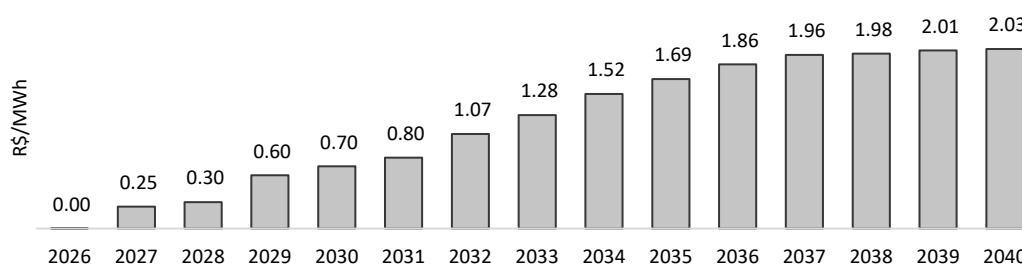


Figura 7-62 – Encargo de lastro de garantia física (valores reais em Jul/21)

Cenário Transformador

A Figura 7-63 apresenta o *missing money* do sistema no Cenário Transformador. Novamente destaca-se o baixo valor ao longo de todo o horizonte, que pode ser justificado pelos mesmos motivos expostos no Cenário Referência.

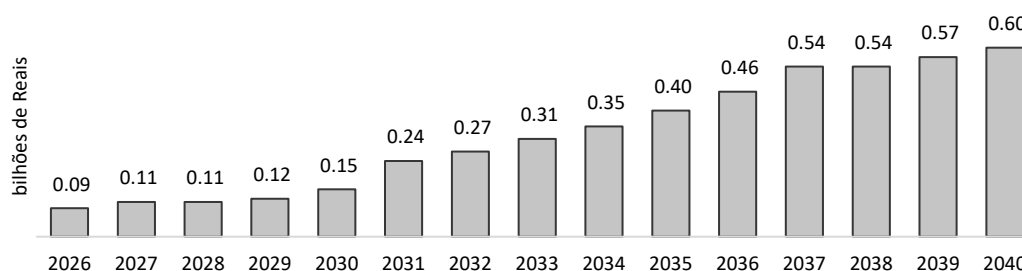


Figura 7-63 – Custo com o lastro de garantia física

Dividindo-se este custo pelo mercado pagante deste encargo, temos a projeção do valor unitário a ser pago pelos consumidores, apresentado na Figura 7-64.

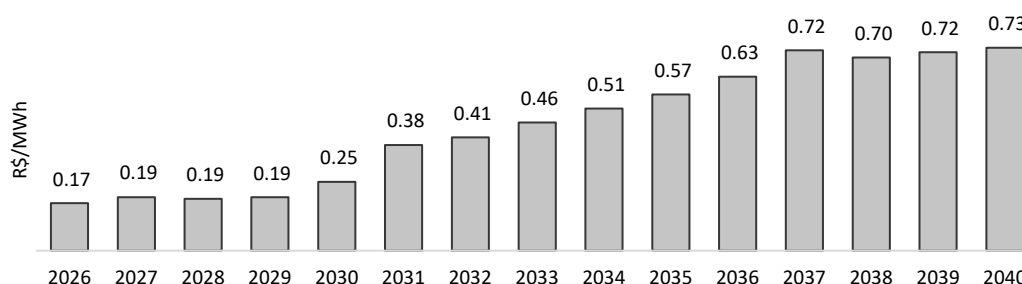


Figura 7-64 – Encargo de lastro de garantia física

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-65 apresenta um comparativo entre os custos projetados para a contratação de Lastro de Energia para os dois cenários de demanda. Diferentemente do Lastro de Capacidade, os custos associados a essa contratação de Lastro de Energia são bem mais baixos. No Cenário de Referência, o custo total é de R\$ 12 bilhões e no Cenário Transformador R\$ 5 bilhões.

A diferença entre os dois casos está associada à receita no mercado *spot* e com PPAs projetada para cada projeto. Como as projeções para o preço *spot*, e conseqüentemente para os PPAs, no Cenário Transformador estão mais altas, assume-se uma maior receita nesses mercados, reduzindo assim o *missing money* das usinas. Percebe-se que uma premissa fundamental para o cálculo correto do valor do lastro de energia para o sistema é o preço futuro da energia.

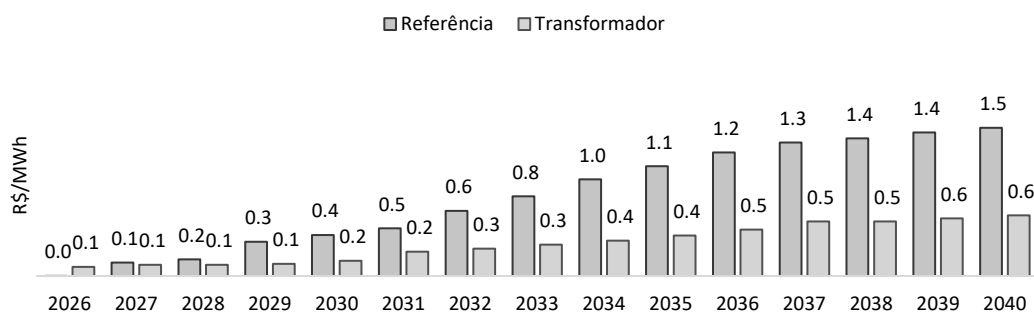


Figura 7-65 – Comparativo entre os custos projetados para contratação de Lastro de Energia (valores reais em Jul/21)

7.2.4.6 Encargo de Sobrecontratação

A contratação de geração termelétrica para o sistema é sustentada pelas distribuidoras e seus consumidores cativos. Os contratos térmicos “pesam” na tarifa regulada e, com a expansão da geração solar e eólica (fontes mais baratas no sistema) direcionada para o mercado livre, deixam o mercado cativo muito pouco competitivo economicamente.

Pela avaliação puramente econômica, do ponto de vista do consumidor, **a migração para o mercado livre, o quanto antes, é a melhor solução**, mas sabe-se que existem outras variáveis envolvidas nessa decisão: assunção de novas responsabilidades como registro de contratos e gestão ativa da compra de energia, a volatilidade (por liquidez e hidrologia) dos preços de contratos no mercado livre, entre outros.

Do ponto de vista das distribuidoras, a perspectiva de abertura do mercado sem a resolução de como serão pagos os custos dos contratos legados representa um risco grande para a sustentabilidade do negócio. É a chamada “espiral da morte”: o ciclo vicioso de saída de consumidores do mercado regulado, fugindo das altas tarifas, e provocando aumento da tarifa nesse ambiente.

Nesse contexto, existe no PL 414 uma proposta para criar um Encargo de Sobrecontratação (proposto originalmente pela CP 33 do MME), com a finalidade de repartir com todos os consumidores os custos do excesso de contratação das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre, apurado após sua atuação nos mecanismos de vendas e cessões.

Existe, no entanto, uma discussão em curso no setor sobre qual deveria ser o mercado pagante deste novo encargo. Pela redação proposta, este custo seria rateado entre todos os

consumidores do sistema¹⁸. Porém, com o intuito de subsidiar quantitativamente as discussões neste âmbito, serão apresentados três casos:

- Os custos do excesso de contratos das distribuidoras são pagos pelos **consumidores regulados**, via tarifa, como é feito atualmente.
- Os custos do excesso de contratos das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre, são pagos pelos **consumidores regulados e novos consumidores livres** (aqueles que migrarem para o mercado livre a partir de “hoje”), através do Encargo de Sobrecontratação.
- Os custos do excesso de contratos das distribuidoras, decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre, são divididos **entre todos os consumidores** (regulados ou livres), através do Encargo de Sobrecontratação.

Para estimar o valor deste encargo dois aspectos são fundamentais: (i) o estoque de contratos legados existentes atualmente no portfólio das distribuidoras; (ii) dinâmica de migração para o Mercado Livre.

O portfólio atual das distribuidoras e as perspectivas de redução destes contratos legados, devido ao término do período de suprimento, são apresentados nas Figura 7-66 e Figura 7-67.

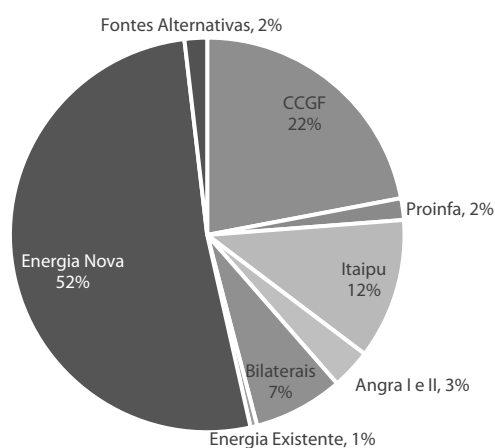


Figura 7-66 - Composição dos contratos legados das distribuidoras

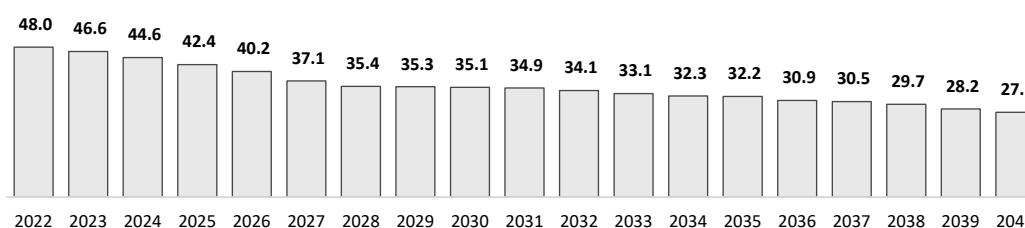


Figura 7-67 - Contratos legados – volume médio em GWm

¹⁸ A exceção dos autoprodutores na parcela de consumo auto suprida

Quanto à dinâmica de migração, faz-se necessário avaliar dois aspectos importantes: (i) qual parcela do mercado estaria disposta, e elegível, a realizar esta migração; e (ii) qual o critério para a tomada de decisão.

Supôs-se neste estudo a existência de um mercado residual, isto é, uma parcela dos consumidores não teria interesse em migrar para o Mercado Livre ou teriam dificuldade em conseguir um suprimento devido à inadimplência, baixo crédito, etc. Fazem parte deste mercado: (i) consumidores classificados como baixa renda, poder público, serviço público, entre outros; e (ii) consumidores conectados em baixa tensão com consumo médio mensal inferior a 150 kWh. Estimou-se, com base nos dados obtidos do SAMP, que o percentual deste mercado para o alta, média e baixa tensão em relação ao mercado existente seria de 46%, 18% e 51%, respectivamente.

No que diz respeito aos incentivos individuais para migração, considerou-se como premissa que os consumidores estariam dispostos a migrar para o Mercado Livre caso houvesse um diferencial de preços (“prêmio”) superior a 15%, considerando também o custo do encargo. A escolha por este valor está baseada em práticas atuais do mercado, nas quais são oferecidos muitas vezes o desconto garantido em cima de uma tarifa regulada.

Por fim, resta a definição de quando e como se daria a abertura do Mercado Livre. A forma mais debatida atualmente, que consta do PL 414, seria a abertura total a partir de 2024. No entanto, entende-se que esse cronograma é desafiador, dada a proximidade e os possíveis impactos tarifários de uma migração em massa. Portanto, serão apresentados os resultados para um caso em que essa abertura do ACL para o consumidor de baixa tensão se daria de forma gradual, iniciando pelos consumidores com consumo mensal acima de 700 kWh a partir de 2026 e reduzindo, ano a ano, esse limite em 100 kWh.

Cenário Referência

A Tabela 7-5 apresenta os volumes, em GWm, do mercado existente no ACL, do mercado no ACR potencialmente livre e do mercado residual do ACR para o caso em que a abertura se dá de forma integral a partir de 2024.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ACL - Existente	24.1	24.8	25.4	26	26.8	27.5	28.2	28.8	29.5	30.1	30.8	31.4	32	32.7	33.4	34.1	34.8	35.5	36.3
ACR - AT/MT Potencial ACL	2.2	3.4	8.7	8.9	9	9.2	9.5	9.7	9.9	10.1	10.4	10.6	10.8	11.1	11.4	11.7	12	12.3	12.6
ACR - BT Potencial ACL	-	-	15.8	16	16.4	16.8	17.2	17.5	18	18.4	18.8	19.2	19.7	20.1	20.6	21.2	21.7	22.3	22.8
ACR - Residual	40.6	39.1	18.6	18.8	19.3	19.7	20.1	20.6	21.1	21.6	22.1	22.6	23.1	23.6	24.2	24.8	25.5	26.1	26.8

Tabela 7-5 - Mercado existente no ACL e potencial de migração – Caso abertura total 2024

Já a Tabela 7-6 apresenta os volumes, também em GWm, por tipo de mercado considerando que a abertura do Mercado Livre para os consumidores de baixa tensão se daria de forma gradual, conforme detalhado anteriormente.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ACL - Existente	24.1	24.8	25.4	26	26.8	27.5	28.2	28.8	29.5	30.1	30.8	31.4	32	32.7	33.4	34.1	34.8	35.5	36.3
ACR - AT/MT Potencial ACL	2.2	3.4	8.7	8.9	9	9.2	9.5	9.7	9.9	10.1	10.4	10.6	10.8	11.1	11.4	11.7	12	12.3	12.6
ACR - BT Potencial ACL	0	0	0	0	1.5	2	2.9	4.5	7.7	12.6	18.8	19.2	19.7	20.1	20.6	21.2	21.7	22.3	22.8
ACR - Residual	40.6	39.1	34.4	34.9	34.2	34.4	34.4	33.6	31.4	27.3	22.1	22.6	23.1	23.6	24.2	24.8	25.5	26.1	26.8

Tabela 7-6 - Mercado existente no ACL e potencial de migração – Caso abertura gradual

Considerando o volume de contratos legados existentes hoje no portfólio das distribuidoras e a projeção de carga apresentada acima (sem qualquer migração adicional para o ACL), observa-se que as distribuidoras seriam capazes de atender, em 2030, quase 70% da sua carga com esses contratos e aproximadamente 43% da sua carga em 2040. Portanto, com a perspectiva de abertura do mercado é importante que não sejam feitas novas compras de contratos de longo prazo e que os novos contratos contenham cláusulas flexíveis, de forma a evitar a criação de novos legados para as distribuidoras.

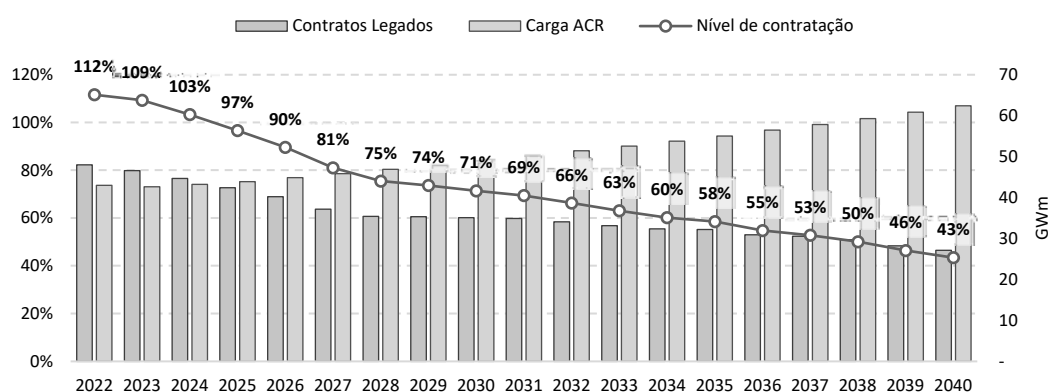


Figura 7-68 - Nível de contratação considerando somente os contratos legados

A partir do levantamento dos contratos legados, apresentado anteriormente, e do cenário energético simulado, também apresentado anteriormente, foi possível estimar o preço médio associado a essa contratação, conforme apresentado na Figura 7-69. Observa-se uma redução nos valores projetados para o médio prazo, justificada pela retirada do custo da dívida de Itaipu, que tende a reduzir o preço da energia comercializada pela usina, conforme detalhado no Relatório 3, e pela redução dos custos associados ao risco hidrológico.

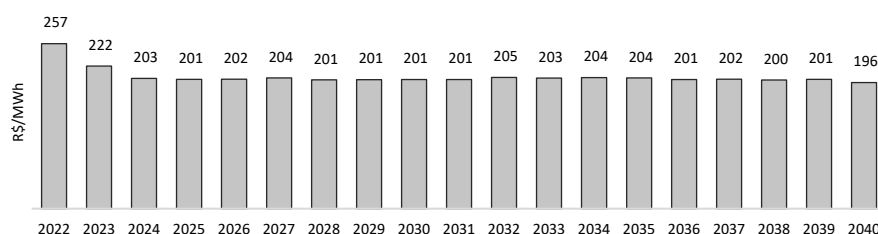


Figura 7-69 - Preço médio de compra dos contratos legados - P_{MIX} (valores reais – Jul/21)

Após simular a dinâmica de migração com os parâmetros estabelecidos no caso de abertura total em 2024, observou-se que a adesão dos consumidores cativos ao mercado livre se inicia

a partir de 2024, quando são observadas reduções consideráveis no preço projetado para o ACL, atingindo os níveis de prêmio para migração pré-estabelecidos. Assim, nota-se um aumento na sobrecontratação da distribuidora neste ano devido à tanto pela migração de consumidores como por uma sobrecontratação sistêmica, que reduz a necessidade de contratação do mercado livre por conta do Mercado de Vendas de Excedentes (MVE).

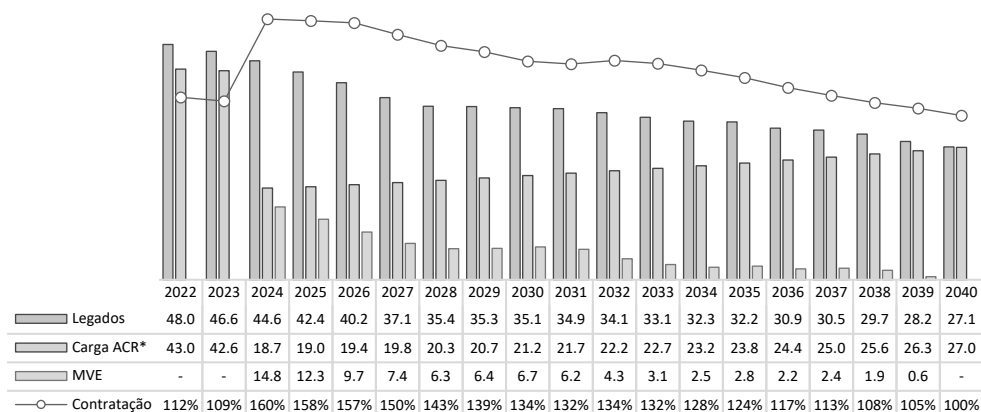


Figura 7-70 - Nível de contratação do ACR após migração de consumidores ao ACL, considerando abertura total em 2024¹⁹

Portanto, a partir de 2025 haveria a cobrança referente ao Encargo de Sobrecontratação decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre. A Figura 7-71 apresenta uma estimativa do valor deste encargo considerando os três cenários de mercado pagante, mencionados no começo desta seção. Como esperado, o aumento da base pagadora reduz o valor unitário do encargo, tornando-o, no último caso, um valor bem pequeno quando comparado com o custo total de energia, como será mostrado mais à frente. No caso em que só os consumidores do ACR pagariam por esse custo, o valor médio do encargo no horizonte é de 37 R\$/MWh. Já no caso em que quem migra também paga por esse custo, esse valor médio se reduz para 16 R\$/MWh. Por fim, a alocação deste custo a todos os consumidores do sistema levaria esse valor médio do encargo para 10 R\$/MWh.

A volatilidade anual do Encargo de Sobrecontratação relaciona-se à conjuntura da diferença entre os preços de contratos projetados para o mercado livre (preço a que as distribuidoras vendem seus excessos de contratos) e o custo médio de compra de contratos no mercado regulado. Quanto menor a diferença entre esses preços, maior a redução dos custos dos contratos legados e menor o Encargo de Sobrecontratação.

¹⁹ O gráfico apresenta a carga líquida do ACR, isto é, carga total após as migrações.

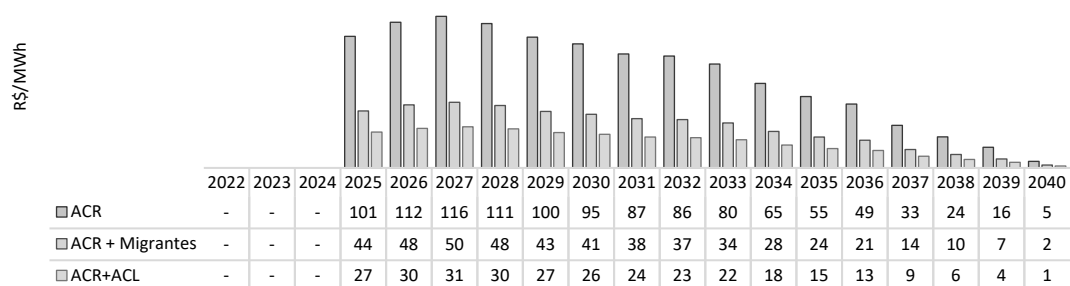


Figura 7-71 - Encargo de Sobrecontratação, considerando abertura total em 2024 (valores reais de Jul/2021)

A Figura 7-72, a Figura 7-73 e a Figura 7-74 apresentam o somatório do custo com a contratação de energia e encargo de sobrecontratação para os consumidores no ACR e ACL em cada um dos casos de alocação simulados. Observa-se que mesmo sem o encargo de sobrecontratação há um diferencial tarifário importante entre os dois mercados no médio prazo. Quando consideramos as possíveis alocações do Encargo de Sobrecontratação fica nítido que a manutenção do status quo da regulação, isto é, o repasse integral destes custos para o Mercado Regulado acentua este diferencial tarifário, aumentando o incentivo à migração e levando ao efeito referenciado na literatura como “Espiral da Morte”. A alocação destes custos entre todos os consumidores, além de resultar em um encargo mais baixo, tende a reduzir esse diferencial tarifário entre os mercados.

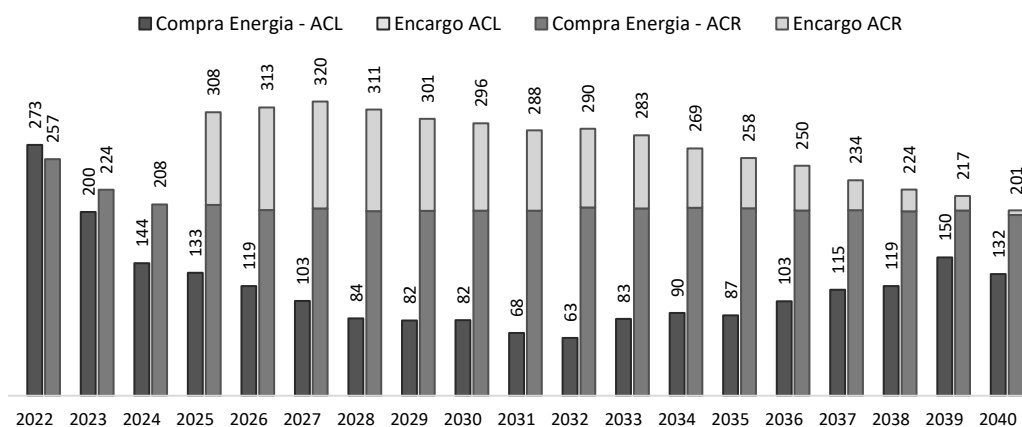


Figura 7-72 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando o encargo de sobrecontratação alocado ao ACR

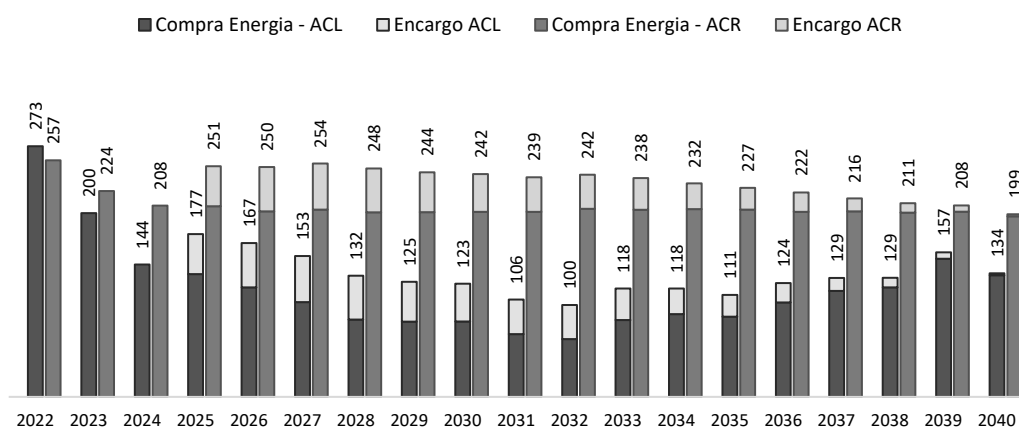


Figura 7-73 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR e aos consumidores migrantes

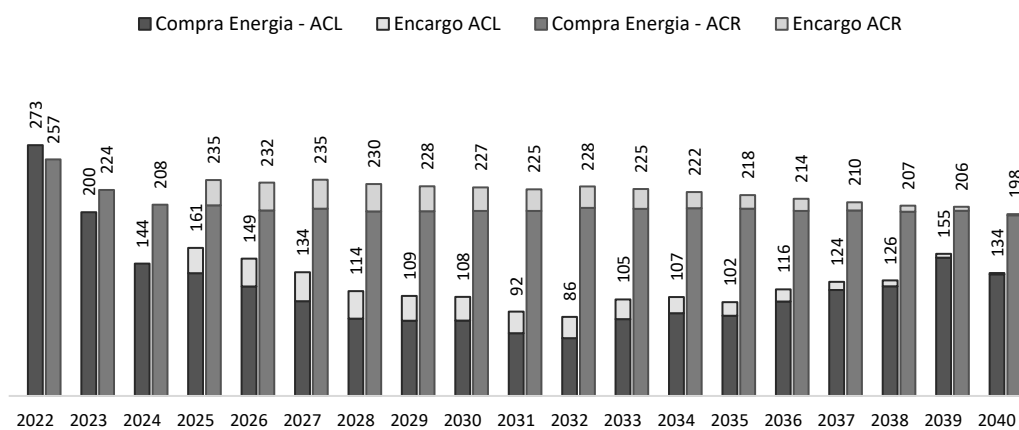


Figura 7-74 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado a todos os consumidores

Quando consideramos a abertura faseada, observamos uma transição mais suave e com impactos menores no curto/médio prazo, garantindo assim tempo para que os contratos se reduzam e os custos associados a essa contratação legada sejam menos relevantes. Isso pode ser verificado tanto no nível de sobrecontratação das distribuidoras, mostrado na Figura 7-75, como no valor do encargo, apresentado na Figura 7-76.

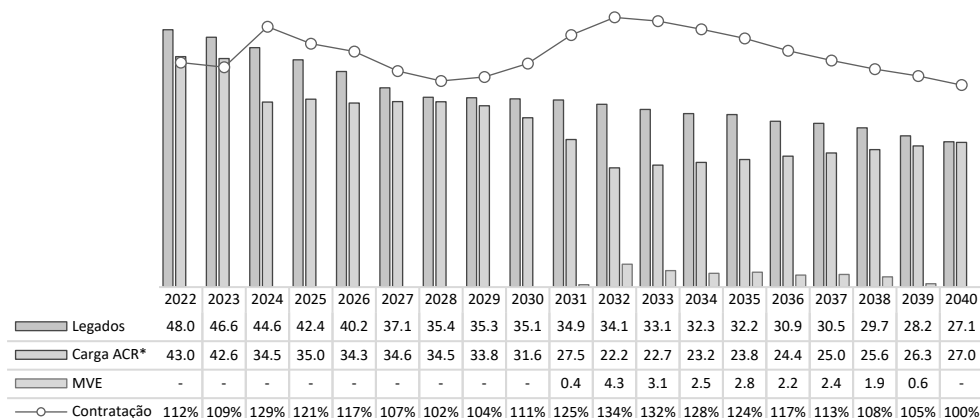


Figura 7-75 - Nível de contratação do ACR após migração de consumidores para o ACL, considerando abertura faseada²⁰

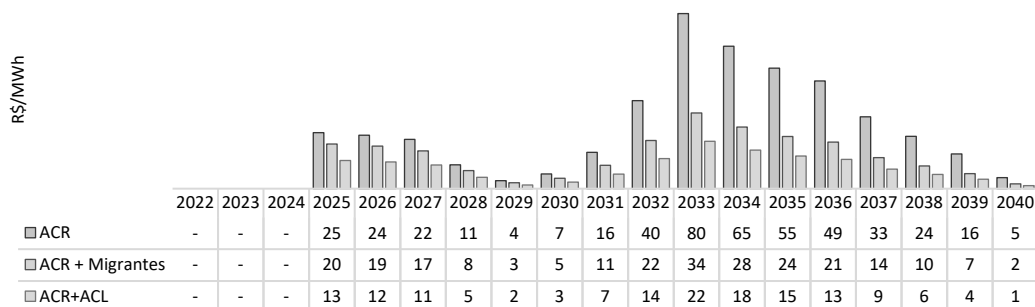


Figura 7-76 - Encargo de Sobrecontratação, considerando abertura faseada (valores reais de Jul/2021)

A Tabela 7-7 apresenta um comparativo entre os valores médios estimados para o Encargo de Sobrecontratação ao longo do horizonte nos casos em que a abertura se dá de forma instantânea em 2024 e faseada. Ela apenas corrobora o benefício sistêmico de se realizar uma abertura para o Mercado Livre para os consumidores conectados em baixa tensão de forma faseada.

R\$/MWh	ACR	ACR + Migrante	ACL
Abertura 2024	60	26	16
Abertura Faseada	25	13	8

Tabela 7-7 - Comparativo do Encargo de Sobrecontratação nos casos de abertura total em 2024 e abertura faseada (valores reais – Jul/21)

Por fim, a Figura 7-77, a Figura 7-78 e a Figura 7-79 apresentam o custo da compra de energia adicionada ao Encargo de Sobrecontratação e reforçam o benefício da abertura faseada ao apresentar custos finais menores que o caso com abertura integral em 2024.

²⁰ O gráfico apresenta a carga líquida do ACR, isto é, carga total após as migrações.

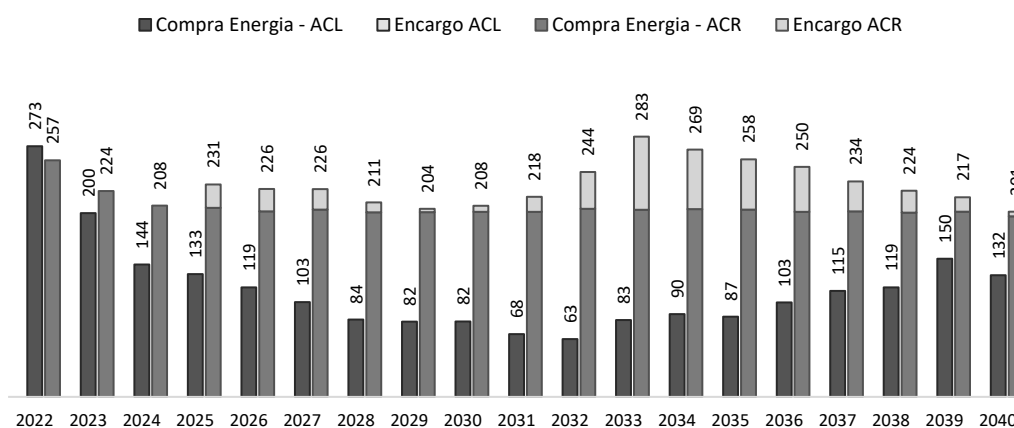


Figura 7-77 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR

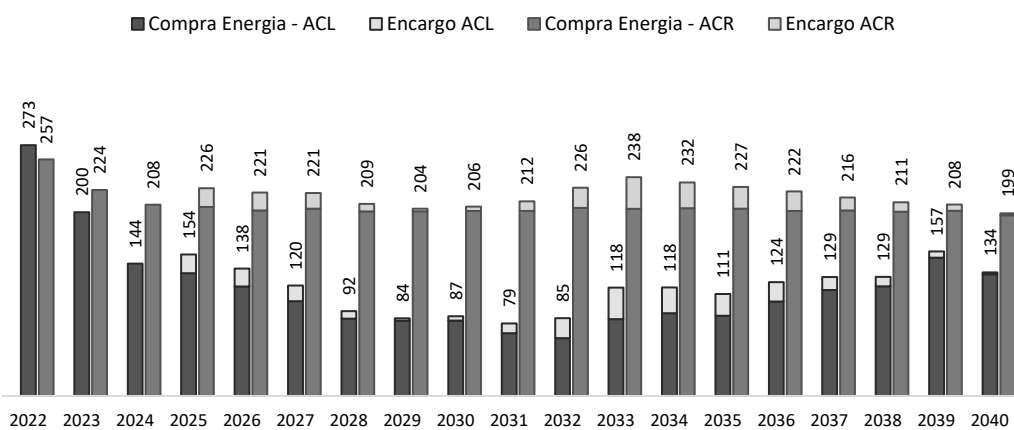


Figura 7-78 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR e aos consumidores migrantes

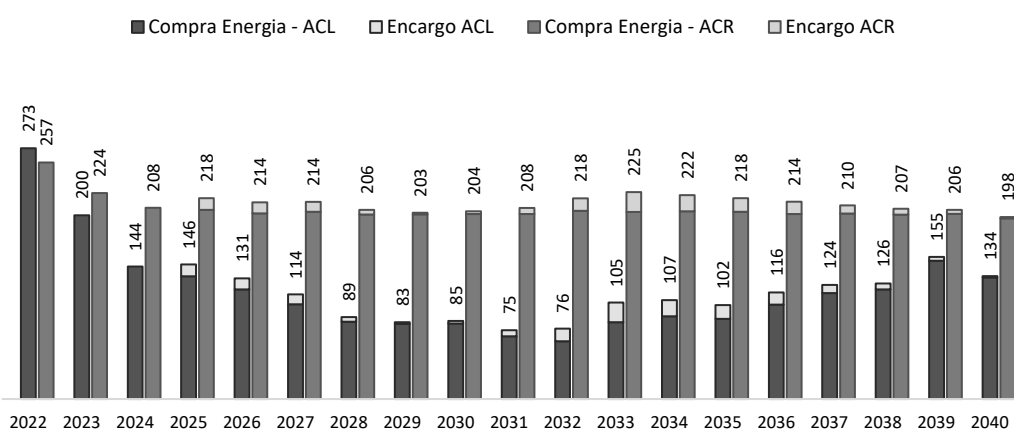


Figura 7-79 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado a todos os consumidores

Cenário Transformador

A Tabela 7-8 apresenta os volumes, em GWm, do mercado existente no ACL, do mercado no ACR potencialmente livre e do mercado residual do ACR para o caso em que a abertura se dá de forma integral a partir de 2024.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ACL - Existente	24.4	25.2	26.1	27	28.1	29	30	30.9	31.9	32.8	33.7	34.5	35.4	36.3	37.3	38.2	39.2	40.3	41.3
ACR - AT/MT Potencial ACL	2.2	3.4	8.9	9.1	9.4	9.6	9.9	10.2	10.5	10.8	11.1	11.4	11.8	12.1	12.5	12.9	13.3	13.7	14.1
ACR - BT Potencial ACL	-	-	16.2	16.5	17	17.5	18	18.5	19.1	19.6	20.2	20.8	21.4	22	22.7	23.4	24.1	24.8	25.6
ACR - Residual	41.2	39.9	19	19.4	20	20.5	21.1	21.7	22.4	23.1	23.7	24.4	25.1	25.8	26.6	27.4	28.3	29.1	30

Tabela 7-8 - Mercado existente no ACL e potencial de migração – Caso abertura total 2024

Já a Tabela 7-9 apresenta os volumes, também em GWm, por tipo de mercado considerando que a abertura do Mercado Livre para os consumidores de baixa tensão se daria de forma gradual, conforme detalhado anteriormente.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ACL - Existente	24.4	25.2	26.1	27	28.1	29	30	30.9	31.9	32.8	33.7	34.5	35.4	36.3	37.3	38.2	39.2	40.3	41.3
ACR - AT/MT Potencial ACL	2.2	3.4	8.9	9.1	9.4	9.6	9.9	10.2	10.5	10.8	11.1	11.4	11.8	12.1	12.5	12.9	13.3	13.7	14.1
ACR - BT Potencial ACL	0	0	0	0	1.5	2.1	3	4.7	8.1	13.5	20.2	20.8	21.4	22	22.7	23.4	24.1	24.8	25.6
ACR - Residual	41.2	39.9	35.2	35.9	35.4	35.9	36.1	35.5	33.4	29.2	23.7	24.4	25.1	25.8	26.6	27.4	28.3	29.1	30

Tabela 7-9 - Mercado existente no ACL e potencial de migração – Caso abertura gradual

Considerando o volume de contratos legados existentes hoje no portfólio das distribuidoras e a projeção de carga apresentada acima (sem qualquer migração adicional para o ACL), observa-se que as distribuidoras seriam capazes de atender, em 2030, quase 70% da sua carga com esses contratos e aproximadamente 40% da sua carga em 2040. Portanto, assim como ressaltado no Cenário Referência, dada a perspectiva de abertura do mercado é de suma importância que novos legados de longo prazo não sejam criados.

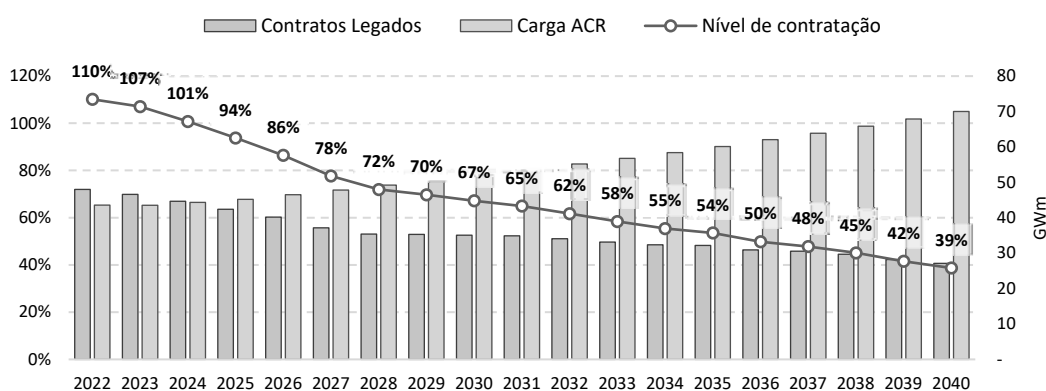


Figura 7-80 - Nível de contratação considerando somente os contratos legados

A partir do levantamento dos contratos legados, apresentado anteriormente, e do cenário energético simulado, também apresentado anteriormente, foi possível estimar o preço médio associado a essa contratação, conforme apresentado na Figura 7-81. Assim como observado

no Cenário Referência, observa-se uma redução no médio prazo. A justificativa para tal comportamento é semelhante à justificativa apresentado para o cenário anterior.

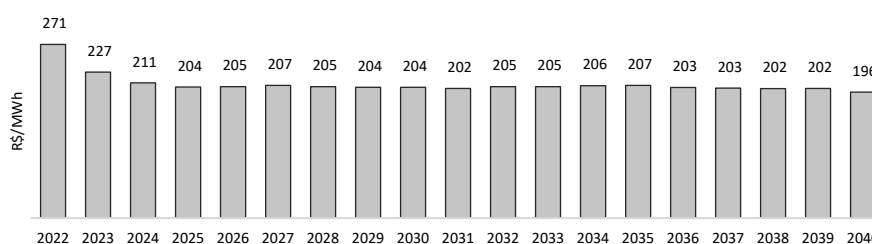


Figura 7-81 - Preço médio de compra dos contratos legados - P_{MIX} (valores reais – Jul/21)

Após simular a dinâmica de migração com os parâmetros estabelecidos no caso de abertura total em 2024, observou-se que o mesmo comportamento do Cenário de Referência. Ou seja, a adesão dos consumidores cativos ao mercado livre se inicia a partir de 2024, quando são observadas reduções consideráveis no preço projetado para o ACL, atingindo os níveis de prêmio para migração pré-estabelecidos.

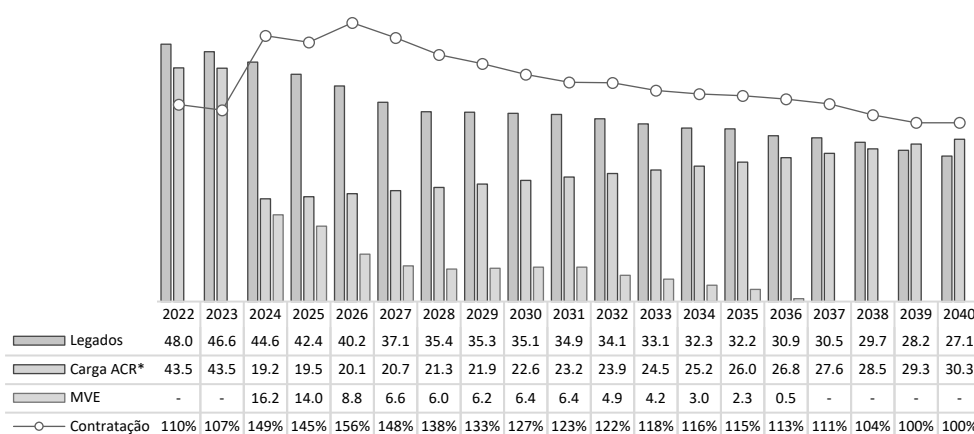


Figura 7-82 - Nível de contratação do ACR após migração de consumidores para o ACL, considerando abertura total em 2024²¹

Portanto, a partir de 2025 haveria a cobrança referente ao Encargo de Sobrecontratação decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre. A Figura 7-83 apresenta uma estimativa do valor deste encargo considerando os três cenários de mercado pagante, mencionados no começo desta seção. Como esperado, o aumento da base pagadora reduz o valor unitário do encargo, tornando-o, no último caso, um valor bem pequeno quando comparado com o custo total de energia, como será mostrado mais à frente. No caso em que só os consumidores do ACR pagariam por esse custo, o valor médio do encargo no horizonte é de 37 R\$/MWh. Já no caso em que quem migra também paga por esse custo, esse valor médio se

²¹ O gráfico apresenta a carga líquida do ACR, isto é, carga total após as migrações.

reduz para 16 R\$/MWh. Por fim, a alocação deste custo a todos os consumidores do sistema levaria esse valor médio do encargo para 10 R\$/MWh.

Como mencionado no Cenário Referência, a volatilidade anual do Encargo de Sobrecontratação relaciona-se à conjuntura da diferença entre os preços de contratos projetados para o mercado livre e o custo médio de compra de contratos no mercado regulado.

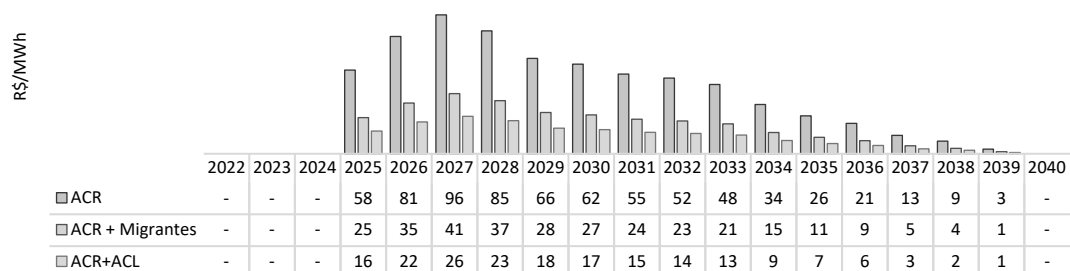


Figura 7-83 - Encargo de Sobrecontratação (valores reais – Jul/2021)

A Figura 7-84, a Figura 7-85 e a Figura 7-86 apresentam o somatório do custo com a contratação de energia e encargo de sobrecontratação para os consumidores no ACR e ACL em cada um dos casos de alocação simulados. Novamente, observa-se que mesmo sem o encargo de sobrecontratação há um diferencial tarifário importante entre os dois mercados no médio prazo. A alocação destes custos entre todos os consumidores além de resultar em um encargo mais baixo tende a reduzir esse diferencial tarifário entre os mercados.

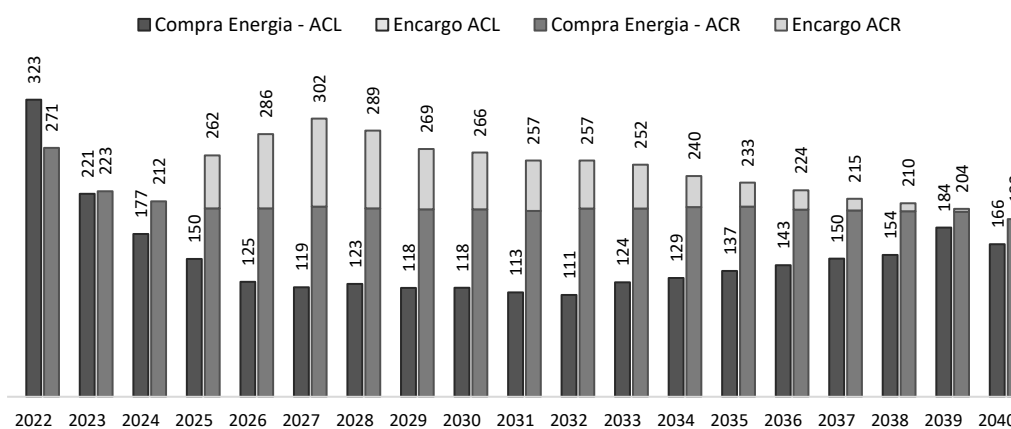


Figura 7-84 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR

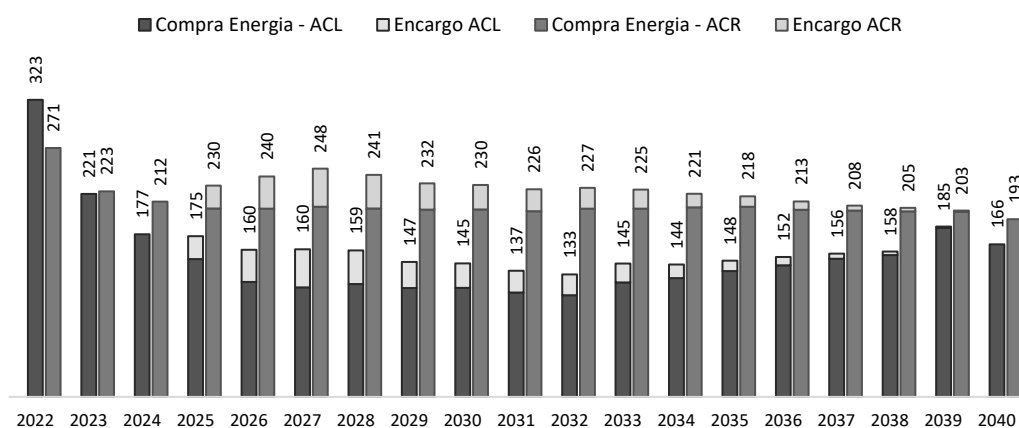


Figura 7-85 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR e aos consumidores migrantes

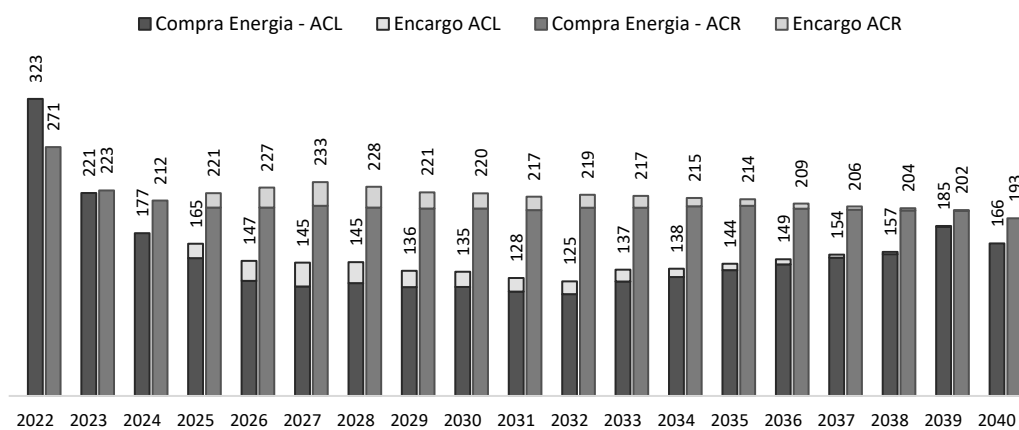


Figura 7-86 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado a todos os consumidores

Quando consideramos a abertura faseada, observamos uma transição mais suave e com impactos menores no curto/médio prazo, garantindo assim tempo para que os contratos se reduzam e os custos associados a essa contratação legada sejam menos relevantes. Isso pode ser verificado tanto no nível de sobrecontratação das distribuidoras, mostrado na Figura 7-87, como no valor do encargo, apresentado na Figura 7-88.

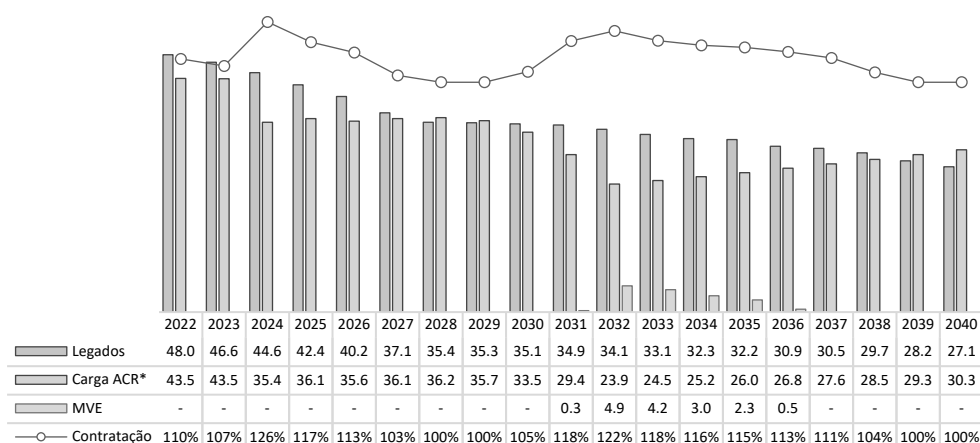


Figura 7-87 - Nível de contratação do ACR após migração de consumidores para o ACL, considerando abertura faseada²²

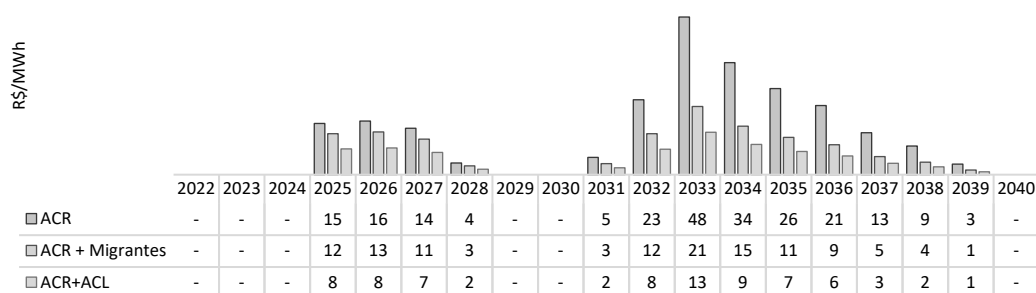


Figura 7-88 - Encargo de Sobrecontratação, considerando a abertura faseada (valores reais de Jul/2021)

A Tabela 7-10 apresenta um comparativo entre os valores médios estimados para o Encargo de Sobrecontratação ao longo do horizonte nos casos em que a abertura se dá de forma instantânea em 2024 e faseada. Ela apenas corrobora o benefício sistêmico de se realizar uma abertura para o Mercado Livre para os consumidores conectados em baixa tensão de forma faseada.

R\$/MWh	ACR	ACR + Migrante	ACL
Abertura 2024	37	16	10
Abertura Faseada	12	6	4

Tabela 7-10 - Comparativo do Encargo de Sobrecontratação nos casos de abertura total em 2024 e abertura faseada (valores reais em Jul/21)

Por fim, a Figura 7-89, a Figura 7-90 e a Figura 7-91 apresentam o custo da compra de energia adicionada ao Encargo de Sobrecontratação e reforçam o benefício da abertura faseada ao

²² O gráfico apresenta a carga líquida do ACR, isto é, carga total após as migrações.

apresentar custos finais mais baixos do que o caso em que a abertura ocorre integralmente em 2024.

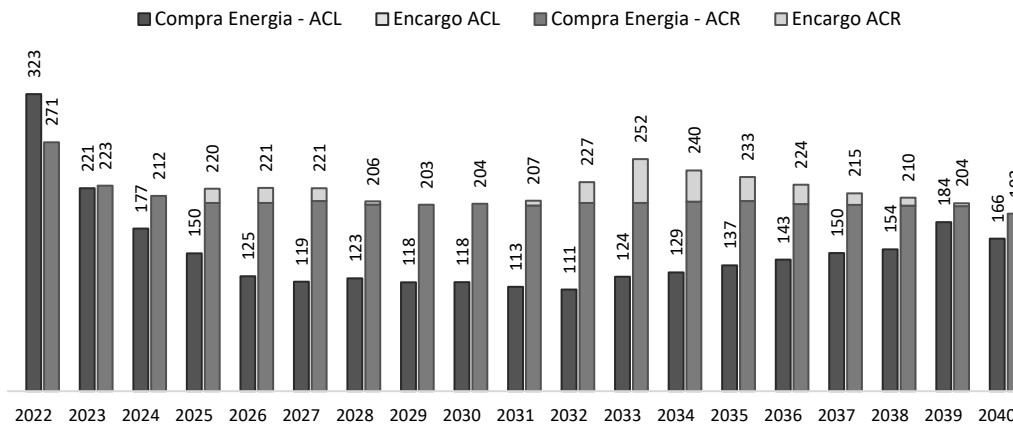


Figura 7-89 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR

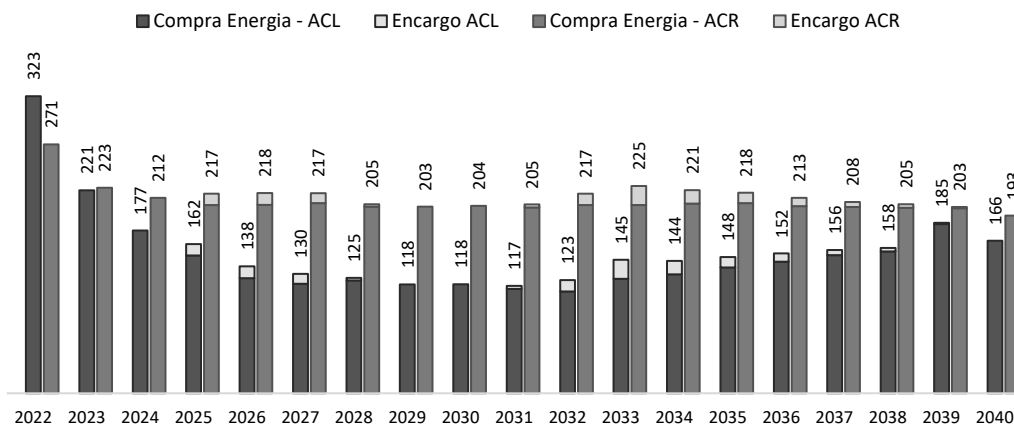


Figura 7-90 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado ao ACR e aos consumidores migrantes

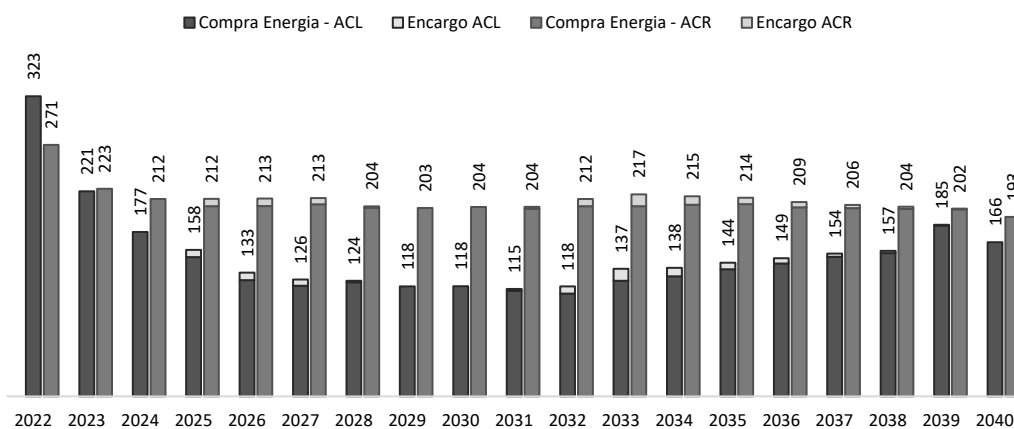


Figura 7-91 - Custo de energia percebido pelo consumidor considerando encargo de sobrecontratação alocado a todos os consumidores

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-92 apresenta um comparativo dos valores projetados para o Encargo de Sobrecontratação nos dois cenários de demanda, assumindo que todos os consumidores irão arcar com esse encargo. Este gráfico demonstra a importância de se analisar uma possível abertura gradual do Mercado Livre para consumidores conectados à baixa tensão, especialmente em um cenário de baixo crescimento de demanda do mercado cativo e sobreoferta sistêmica. Além da redução do valor do encargo, esta abertura faseada reduz também os níveis de sobrecontratação das distribuidoras, conforme mostrado nas análises anteriores.

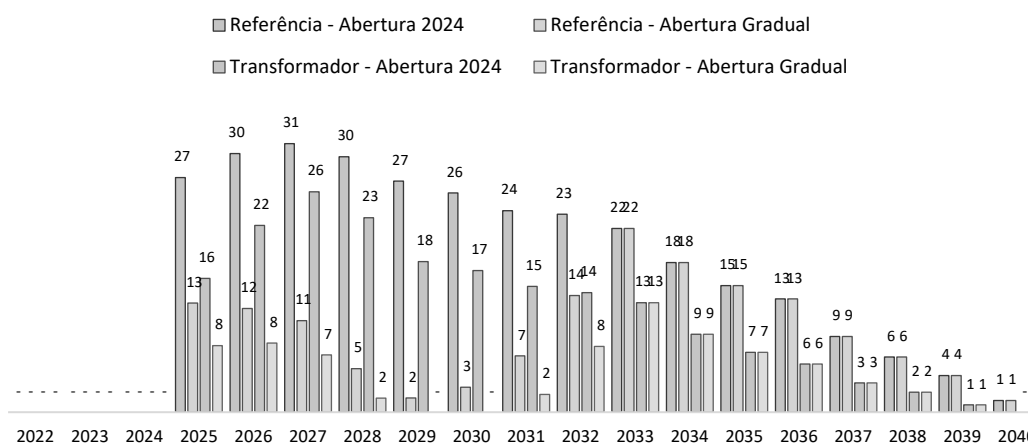


Figura 7-92 - Comparativo entre os valores projetados para o Encargo de Sobrecontratação

7.2.5 Tarifa de Fornecimento

As tarifas de fornecimento do Mercado Regulado são compostas por uma série de rubricas que visam recuperar custos regulados pela Aneel. De forma sumária, essas componentes de custo se dividem em: transmissão, distribuição, encargos, perdas e compra de energia. Portanto, a projeção destas tarifas envolve uma série de simulações, detalhadas no relatório do Produto 3. Para realizar a projeção da tarifa de energia foi necessário seguir, principalmente, os seguintes passos:

- Projetar as demandas de energia das distribuidoras;
- Levantar os portfólios correntes de contratos das distribuidoras;
- Simular a renovação dos contratos de energia existente;
- Simular a liquidação financeira dos contratos na CCEE;
- Estimar os custos dos contratos por disponibilidade;
- Estimar os Encargos de Energia de Reserva (EER) e os Encargos de Serviços do Sistema (ESS);
- Calcular o risco hidrológico dos CCGF e contratos por quantidade repactuados.

Já para a TUSD, os passos seguidos foram:

- Projetar as tarifas de conexão e uso do sistema de transmissão utilizando a base de dados do ONS com demanda e investimentos;
- Estimar os custos dos encargos do Proinfa e CDE, conforme metodologia de cálculo utilizada pela Aneel;
- Estimar as taxas de custeio como a Tarifa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE, a taxa do ONS e de P&D;
- Estimar os valores cobrados para cobertura de perdas técnicas e comerciais de energia;
- Projetar o valor da remuneração da distribuidora (Parcela B), considerando WACC e fator X vigentes.

Cenário Referência

A Tabela 7-11 apresenta as projeções para a Tarifa de Energia do Cenário Referência para a distribuidora Brasil. No curto prazo, projeta-se uma redução da Tarifa de Energia em decorrência da expectativa de reajuste do preço da energia comercializada por Itaipu dado o término do pagamento da dívida, conforme detalhado no Relatório 3, e por conta da alocação de parte do bônus da outorga proveniente do processo de capitalização da Eletrobrás. Neste cenário, devido à tendência de projeção ser de baixa para o PLD para o curto prazo, haveria uma menor pressão nas componentes financeiras, que visam ressarcir a distribuidora dos custos não cobertos pela tarifa, especialmente no que diz respeito aos custos com risco hidrológico. No médio prazo, com a contratação das usinas termoeletricas a gás natural decorrentes da Lei 14.182/2021, projeta-se um aumento na TE. No longo prazo, com a renovação do portfólio da distribuidora, volta a ser observada uma tendência de queda nas projeções.

R\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Compra Energia	247	245	227	225	227	231	230	227	229	231	234	236	237	238	238	238	238	236	234	234
P&D/ESS/EER	14	12	12	12	11	12	17	24	32	35	37	35	34	33	32	31	30	29	27	26
Conta Covid TE & CDE Energia	11	-5	8	7	-3	-4	-5	-4	-4	-3	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1
ICMS TE	-11	-14	-10	-9	-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CVA TE	20	1	-12	-5	0	-3	-3	1	3	3	4	3	1	2	1	0	1	0	-1	0
Total	280	240	226	229	226	235	238	249	260	265	272	272	269	270	269	266	266	263	259	258

**Tabela 7-11 - Projeção da Tarifa de Energia do Cenário Transformador – média Brasil
(valores reais em Jul/21)**

Já a Tabela 7-12 apresenta as projeções para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a distribuidora Brasil no subgrupo B1 (consumidores residenciais). No curto prazo destaca-se a expectativa de elevação do custo com os encargos setoriais, em especial a CDE, conforme descrito em seções anteriores. No médio prazo, projeta-se uma elevação do custo com transmissão (Fio A) decorrente do reperfilamento dos pagamentos das indenizações aos ativos da RBSE, efeito ainda da MP 579, adotado este ano pela Aneel e com vistas a terminar no ciclo 2028-2029.

R\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Fio A	42	43	49	54	53	51	52	51	49	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Fio B	202	209	209	209	209	209	209	209	209	210	210	210	211	211	211	212	212	212	213	213
Perdas	54	54	51	50	50	51	50	50	50	51	52	52	52	52	53	53	53	53	52	52
Encargos	63	75	68	65	65	63	63	63	61	59	54	53	53	54	54	55	55	56	56	56
Conta Covid - TUSD	7	7	7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ICMS TUSD	-15	-12	-8	-8	-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CVA TUSD	-3	-2	-3	1	0	-3	0	0	-1	-3	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	350	375	373	377	369	370	374	373	368	363	360	361	362	363	363	365	365	367	367	366

Tabela 7-12 - Projeção da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o grupo B1 – média Brasil (valores reais em Jul/2021)

A Figura 7-93 apresenta a média Brasil do custo final (tarifa de fornecimento somada das expectativas de custos com a bandeira tarifária) ao longo do horizonte de análise para o Cenário Referência. A soma das duas parcelas, TE e TUSD, levam a uma redução, em termos reais, no curto prazo por conta da revisão do custo da contratação de Itaipu e, neste caso, pela menor pressão dos custos variáveis associados a contratação de energia. No médio prazo, com a entrada das UTEs da Eletrobrás há uma tendência de aumento nas projeções para as tarifas de fornecimento. Por fim, no longo prazo retoma-se a tendência de redução decorrente da retirada dos custos associados à indenização dos ativos da RBSE e por conta da renovação do portfólio das distribuidoras. Os custos para o consumidor com as bandeiras tarifária, muito pressionadas pela conjuntura, tendem a se reduzir no longo prazo.

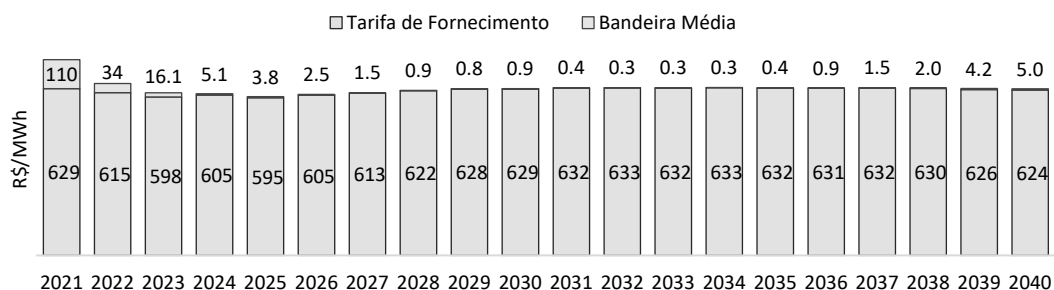


Figura 7-93 - Projeção da Tarifa de Fornecimento, média Brasil, para o subgrupo B1 (valores reais em Jul/21)

Ressalta-se que as avaliações realizadas nas seções anteriores, quanto à criação de novos encargos, devem ser somadas às projeções apresentadas no gráfico acima.

Cenário Transformador

A Tabela 7-13 apresenta as projeções para a Tarifa de Energia do Cenário Transformador para a distribuidora Brasil. Assim como no Cenário de Referência, no curto prazo projeta-se uma redução da Tarifa de Energia, por conta dos mesmos motivos do outro cenário. No entanto, neste cenário, devido a uma projeção mais elevada para os PLD há uma maior pressão na CVA das distribuidoras. No médio prazo, com a contratação das usinas termoeletricas a gás natural

decorrentes da Lei 14.182/2021, projeta-se um aumento na TE. No longo prazo, com a renovação do portfólio da distribuidora, volta a ser observada uma tendência de queda nas projeções.

R\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Compra Energia	247	245	227	223	232	243	240	236	237	237	237	237	234	231	229	227	226	223	219	217
P&D/ESS/EER	14	12	12	11	10	12	16	24	31	33	35	33	32	31	30	28	28	26	25	23
Conta Covid TE & CDE Energia	11	-5	8	6	-3	-4	-4	-4	-4	-3	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-1
ICMS TE	-11	-14	-10	-9	-8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CVA TE	20	8	-17	-6	0	-3	-3	0	0	1	3	1	0	2	1	1	2	0	0	-1
Total	280	247	220	226	231	247	248	256	264	267	272	269	263	261	258	255	253	248	242	238

Tabela 7-13 - Projeção da Tarifa de Energia do Cenário Transformador – média Brasil (valores reais em Jul/21)

A Tabela 7-14 apresenta as projeções para a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a distribuidora Brasil no subgrupo B1 (consumidores residenciais). No curto prazo destaca-se a expectativa de elevação do custo com os encargos setoriais, em especial a CDE, conforme descrito em seções anteriores. No médio prazo projeta-se uma elevação do custo com transmissão (Fio A) decorrente do reperfilamento dos pagamentos das indenizações aos ativos da RBSE, efeito ainda da MP 579, adotado este ano pela Aneel e com vistas a terminar no ciclo 2028-2029.

R\$/MWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Fio A	42	43	49	54	53	51	52	51	49	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Fio B	202	209	209	209	209	209	209	209	209	210	210	210	211	211	211	212	212	212	213	213
Perdas	54	54	50	50	50	52	52	51	51	51	52	52	51	50	50	50	49	49	48	48
Encargos	63	75	68	65	65	63	63	63	60	59	53	52	52	52	52	52	53	53	54	53
Conta Covid - TUSD	7	7	7	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ICMS TUSD	-15	-12	-8	-8	-7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CVA TUSD	-3	0	-4	0	0	-3	0	0	-2	-3	-2	0	0	0	0	0	0	1	0	-1
Total	350	375	371	376	370	372	375	374	368	363	359	359	360	360	359	360	360	361	360	358

Tabela 7-14 - Projeção da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para o grupo B1 – média Brasil (valores reais em Jul/2021)

A Figura 7-94 apresenta a média Brasil do custo final (tarifa de fornecimento somada das expectativas de custos com a bandeira tarifária) ao longo do horizonte de análise para o Cenário Referência. Os custos para o consumidor com as bandeiras tarifária, muito pressionadas pela conjuntura, tendem a se reduzir no longo prazo. Ressalta-se que as avaliações realizadas nas seções anteriores, quanto à criação de novos encargos, devem ser somadas às projeções apresentadas no gráfico abaixo.

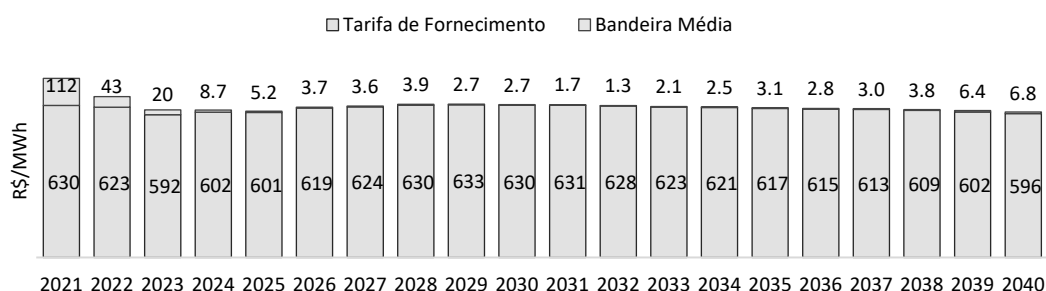


Figura 7-94 - Projeção da Tarifa de Fornecimento, média Brasil, para o subgrupo B1 (valores reais em Jul/21)

Comparativo entre os cenários de crescimento

A Figura 7-95 apresenta um comparativo entre os resultados obtidos para as projeções das Tarifas de Fornecimento nos dois cenários de demanda. Os principais destaques são:

- Para o curto e médio prazo, com cenário de preços projetado em níveis mais altos no Cenário Transformador, há a perspectiva de tarifas mais altas para esse cenário;
- No longo prazo, com o crescimento mais acelerado do mercado e a consequente redução da sobrecontratação, as projeções apontam para valores mais baixos no cenário Transformador em relação ao Referência.

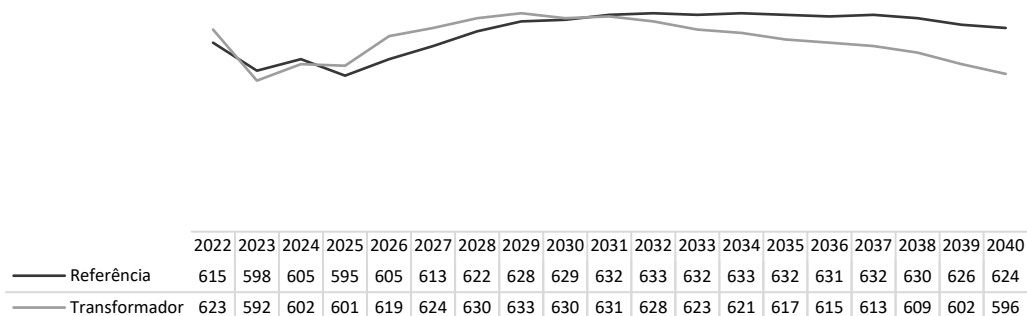


Figura 7-95 - Comparativo da projeção das Tarifas de Fornecimento (valores reais em Jul/21)

8 CONCLUSÃO

Medidas da Lei 14.182 e seus impactos nos agentes

É indiscutível que o texto original da Medida Provisória 1.031 trazia importantes medidas para aumentar a competitividade da Eletrobrás frente a um mercado cada vez mais moderno e ágil. Além disso, ela beneficiava em certa medida o consumidor regulado ao mudar o regime de exploração das usinas hidroelétricas da Eletrobrás permitindo assim que houvesse uma ‘desotimização’ e consequentemente, uma redução da exposição dos consumidores ao risco hidrológico que essa forma de contratação possui. No entanto, após a tramitação na Câmara e no Senado Federal, uma série de novas medidas foram aprovadas e sancionadas posteriormente na Lei 14.182/2021. Dentre elas, duas possuem impactos diretos no futuro da matriz energética brasileira.

A primeira é a reserva de mercado que foi criada para as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) ao ser garantido a contratação de 50% da demanda do leilão regulado por meio desta fonte. A princípio essa medida não traz necessariamente prejuízos ao consumidor, no entanto, ela gera uma assimetria entre as fontes o que pode levar a um desequilíbrio e uma ‘desotimização’ da expansão da matriz.

A segunda é a obrigatoriedade da contratação de 8 GW de usinas termoeletricas movidas a gás natural com inflexibilidade operativa mínima de 70%, com localização (em sua maioria locais sem suprimento de gás) e data de COD definidas na mesma lei. Essa medida, além de gerar um desequilíbrio importante no balanço entre oferta e demanda, conforme apresentado neste estudo, tem o potencial de impactar diretamente diferentes agentes do Setor Elétrico Brasileiro.

Em uma avaliação mais direta, o consumidor é possivelmente o agente mais impactado, uma vez que será responsável por arcar com essa contratação mandatória, e até o momento sem justificativa técnica, por meio dos já elevados encargos setoriais. As simulações realizadas para os dois cenários apresentados apontam um impacto médio de 40 a 50 R\$/MWh, se considerarmos a contratação destas térmicas ao preço teto estabelecido em lei. No entanto, muitos agentes argumentam que o preço estabelecido seria insuficiente para cobrir todos os custos operativos e de investimento, especialmente no que diz respeito à construção de gasodutos até estes locais sem suprimento de gás atualmente. Assim, tem sido realizado um trabalho no âmbito legislativo para incluir a cobertura deste custo de investimento em outros encargos setoriais, como a CDE por exemplo, para garantir a viabilidade dessa contratação. Portanto, os valores estimados neste trabalho podem ser interpretados como um valor inferior do possível impacto desta contratação.

Em uma avaliação um pouco mais aprofundada, pode-se concluir que essa medida tem potencial impacto nos geradores e até nas distribuidoras. As perspectivas de redução do PLD para valores abaixo de 100 R\$/MWh por uma longa janela de tempo pode levar a uma redução significativa na margem dos agentes que hoje já negociam contratos no mercado livre e até dificultar (ou desincentivar) a entrada de novos agentes no mercado de geração. Neste cenário, entende-se que a tendência é haver um descolamento entre o PLD e os preços praticados nos contratos bilaterais, respaldado na questão da obrigatoriedade da contratação por parte

da demanda (assimetria de mercado), como observado nos cenários simulados e apresentados neste relatório.

Assim, apesar dos preços spot estarem muito pressionados pela alta inflexibilidade operativa adicionada ao sistema, os consumidores não conseguiriam acessar tais níveis por questões regulatórias e de mercado, reduzindo assim os possíveis ganhos, em termos de custo de energia, que a contratação dessas térmicas poderiam ter. Por outro lado, os geradores observariam uma importante redução no nível de preços, principalmente em comparação aos valores praticados atualmente.

Por mais que os consumidores não consigam capturar todo o benefício da redução do PLD, a migração para o Mercado Livre se tornaria ainda mais vantajosa. Conjugando essa perspectiva com uma possível abertura do mercado livre, as distribuidoras seriam também, de certa forma, prejudicadas pela contratação dessas térmicas, ao terem seus níveis de contratação aumentados, em decorrência de uma possível migração em massa. Isso implicaria na necessidade de ter um fluxo de caixa mais volátil, uma vez que elas são as responsáveis por arcar com os custos da liquidação no mercado de curto prazo até o próximo processo tarifário. Por fim, os custos decorrentes dessa sobrecontratação involuntária recairiam novamente sobre o consumidor cativo, dado que a distribuidora possui a prerrogativa de repasse sobre este tipo de sobrecontratação.

Cabe destacar que a contratação dessas UTEs possui ainda um impacto direto nas usinas hidrelétricas, especialmente aquelas que compõem o MRE. Esse impacto se dá na medida em que a adição de mais oferta inflexível no sistema tende a reduzir ainda mais a demanda líquida a ser atendida por meio do despacho do parque hidrotérmico. Portanto, por mais cheio que estejam os reservatórios, a tendência é que as UTEs não tenham demanda para atender, o que reduziria o valor projetado do GSF, conforme demonstrado nos resultados apresentados. Novamente, aqui há um efeito cascata na medida em que alguns contratos do ACR permitem o repasse deste risco hidrológico para o consumidor cativo, pressionando assim as tarifas.

Encargos de Lastro de Potência e Energia

Muitos países passam por uma mudança em suas matrizes elétricas, buscando aumentar a participação de fontes renováveis para cumprir com compromissos climáticos assumidos no âmbito do Acordo de Paris. O Brasil, segue essa tendência de aumento na participação de fontes renováveis, porém com outra motivação. Nos últimos anos, tem-se observado um importante avanço no desenvolvimento de parques eólicos e solares, impulsionado pela busca da redução de custos pelo consumidor final.

No entanto, apesar de possuir muitas externalidades positivas, essas duas fontes possuem baixo grau de despachabilidade, atributo fundamental para garantir alguns critérios de suprimento importantes. Assim, o planejamento da expansão deve levar em consideração este e outros aspectos para garantir um sistema eletroenergético robusto, o que pode envolver a contratação de outros recursos como por exemplo usinas a gás natural ou sistemas de armazenamento.

Para que seja viável a execução deste plano de expansão, é papel do regulador criar mecanismos que viabilizem esta contratação, sem perder de vista a questão da modicidade tarifária.

Até hoje, a contratação das fontes que mais aportam potência firme ao sistema (termelétricas) se deu majoritariamente por meio de leilões regulados, cujos custos são suportados pelos consumidores regulados.

No entanto, em 2020, foi editada a Medida Provisória 998 que criou a figura regulatória do Leilão de Reserva de Capacidade. O intuito deste leilão é contratar usinas para suprir a necessidade de potência do sistema, com correspondente custo desta contratação repartido entre todos os consumidores. Esta medida é muito importante na medida em que reparte de forma mais igualitária os custos que até este momento estavam, em sua maioria, alocados somente aos consumidores do ACR.

A partir das simulações realizadas e apresentadas neste relatório, estimou-se que o custo final para contratação de novos recursos que proveem o atributo de potência firme ao sistema seria de aproximadamente R\$ 86 bilhões e R\$ 143 bilhões nos cenários Referência e Transformador, respectivamente. Estes valores representariam um encargo a ser cobrado de todos os consumidores de 9 R\$/MWh e 13 R\$/MWh. Caso se mantivesse essa contratação somente pelo mercado regulado, como foi feito até a edição da MP 998/2020, isso representaria um encargo de 14 R\$/MWh no Cenário Referência e 21 R\$/MWh no Cenário Transformador, aumentando ainda mais o diferencial tarifário entre os dois mercados.

Ainda no âmbito do Leilão de Reserva de Capacidade resta a discussão sobre quais seriam as fontes elegíveis a participar deste tipo de certame. Ao final do ano de 2021, será realizado o primeiro leilão deste tipo, no qual poderão participar somente usinas termelétricas flexíveis ou de máxima inflexibilidade de 30%. No entanto, cabe ressaltar que energeticamente todas as fontes contribuem, em diferentes proporções, com potência para o sistema e que, portanto, haveria neste caso falta de isonomia entre as fontes e existem algumas alternativas que podem ser até mais competitivas, como a repotenciação, modernização e ampliação de usinas hidrelétricas. Por isso é fundamental avaliar uma forma de remuneração das demais fontes pela prestação destes serviços, sem perder de vista os impactos que isto pode ter no custo final para o consumidor. As simulações realizadas mostram que a inclusão do pagamento a fontes como eólica e solar pela prestação deste serviço aumentariam o valor médio do encargo em 1 R\$/MWh e 3 R\$/MWh no Cenário Referência e Transformador, respectivamente.

Um tema que tem sido debatido na maioria dos fóruns do setor elétrico atualmente é: ainda é preciso separar lastro e energia ou podemos parar a modernização na MP 998? A resposta, de acordo com as simulações, é: apesar da MP 998 ter sido um importante avanço na modernização do setor, devemos avançar e criar sim um mecanismo para assegurar a remuneração dos ativos de forma a atingirmos os critérios de adequabilidade de suprimento em termos de energia.

Esta separação traria, a princípio, dois benefícios para o setor: (i) garantir a existência de um mecanismo de adequabilidade de suprimento com custos repartidos de forma equânime entre os consumidores; (ii) desvincular o mundo físico do comercial praticado nos contratos negociados atualmente. Este segundo ponto traz consigo uma série de desdobramentos positivos para o setor, como o avanço no mercado de contratos, com aumento de liquidez, criação de novos produtos para hedge, e etc. Adicionalmente permitiria retirar a obrigação de contratação por parte da demanda, reduzindo assim a assimetria hoje existente entre os agentes.

Por fim, destaca-se, com base nas simulações, que quando a expansão do sistema se dá de forma otimizada, os custos restantes a serem cobertos por este mecanismo são relativamente baixos, ou seja, um plano bem ajustado seria capaz de garantir os critérios de suprimento sem imputar custos demasiadamente grandes ao consumidor.

Abertura do Mercado Livre

Um tema muito importante na discussão de modernização do setor elétrico é a abertura do Mercado Livre. Hoje, apenas os consumidores conectados em alta e média tensão com demanda contratada superior a 0,5 MW podem contratar energia diretamente com geradores e comercializadoras no ambiente de contratação livre. No entanto, desde 2015 tem-se debatido, no âmbito do Projeto de Lei 1.917, a abertura do Mercado Livre para consumidores com demanda inferior a 0,5 MW e para aqueles conectados a baixa tensão. Mais recentemente, com a edição do PL 414 esse tema voltou a ser debatido nos fóruns do setor e tem ganhado cada vez mais força.

No entanto, faz-se necessário avaliar como se daria essa abertura para que sejam evitados alguns efeitos colaterais. Um dos problemas a ser equacionado diz respeito aos contratos legados das distribuidoras. Conforme apresentado, hoje as distribuidoras têm em seu portfólio um volume de contratos suficiente para atender boa parte da sua demanda até 2030. Uma abertura descoordenada e sem equacionar como o custo de contratação legada será arcado pode levar a uma situação em que o diferencial tarifário entre os dois mercados, regulado e livre, se torne insustentável ('espiral da morte').

Neste sentido, uma proposta que consta do Projeto de Lei 414 é a criação de um encargo que seria responsável por arcar com os custos de uma eventual sobrecontratação das distribuidoras em decorrência da migração de consumidores para o ambiente de contratação livre.

Como mostram os resultados, a criação desse encargo é fundamental para que os custos da sobrecontratação não sejam concentrados nos consumidores residuais do mercado cativo. As estimativas apontam que caso esse custo **não seja rateado entre todos os consumidores**, poderia haver um **aumento médio de 60 R\$/MWh no Cenário Referência e 37 R\$/MWh no Cenário Transformador**²³. Por outro lado, se houver um **rateio entre todos os consumidores**, o valor deste **encargo passaria para 16 R\$/MWh no Cenário Referência e 10 R\$/MWh no Cenário Transformador**.

Além da criação do encargo, faz-se necessário debater o cronograma desta abertura. As propostas iniciais sugerem que essa abertura deveria se dar de forma integral já a partir de 2024. No entanto, os resultados das simulações mostram que caso essa abertura seja feita dessa forma, além de encargos maiores neste curto prazo, haveria um problema importante no que diz respeito à sobrecontratação das distribuidoras. Por outro lado, este efeito não é observado nos resultados das simulações realizadas considerando uma abertura gradual para a baixa tensão se iniciando a partir de 2026. Estimou-se que este **faseamento seria capaz de reduzir o Encargo de Sobrecontratação em 8 R\$/MWh no Cenário Referência e 6 R\$/MWh no Cenário Transformador**, além da redução nos níveis de contratação no curto prazo.

²³ Caso em que a abertura do mercado livre se daria de forma integral já a partir de 2024.

É preciso debater de forma mais aprofundada os possíveis impactos decorrentes de uma abertura de mercado para se construir um caminho sustentável até a completa liberalização do setor elétrico brasileiro, que indiscutivelmente é o futuro do setor.

Tarifa dos consumidores

Por fim, o último aspecto a ser avaliado neste relatório diz respeito à tarifa final dos consumidores considerando os diferentes novos instrumentos regulatórios analisados ao longo deste relatório, além dos custos que hoje já compõem a estrutura da tarifa final dos consumidores, tanto regulado quanto livre.

De forma a tornar a avaliação mais clara, a Figura 8-1 e a Figura 8-2 mostram a média projetada para a composição da tarifa final de um consumidor conectado à baixa tensão tanto no ACR quanto no ACL para o Cenário Referência e Cenário Transformador²⁴, considerando além dos itens de custo usuais a adição do encargo de lastro de potência e energia e o encargo de sobrecontratação.

Nota-se que o custo com os novos encargos representa apenas 4% da tarifa final do consumidor, isto é, considerando as premissas utilizadas e a metodologia de simulação, a **inclusão dos encargos que trazem maior equanimidade na divisão de custos sistêmicos e permitem a transição para um setor mais moderno e com menos subsídios cruzados resultou em um aumento inferior a 5%.**

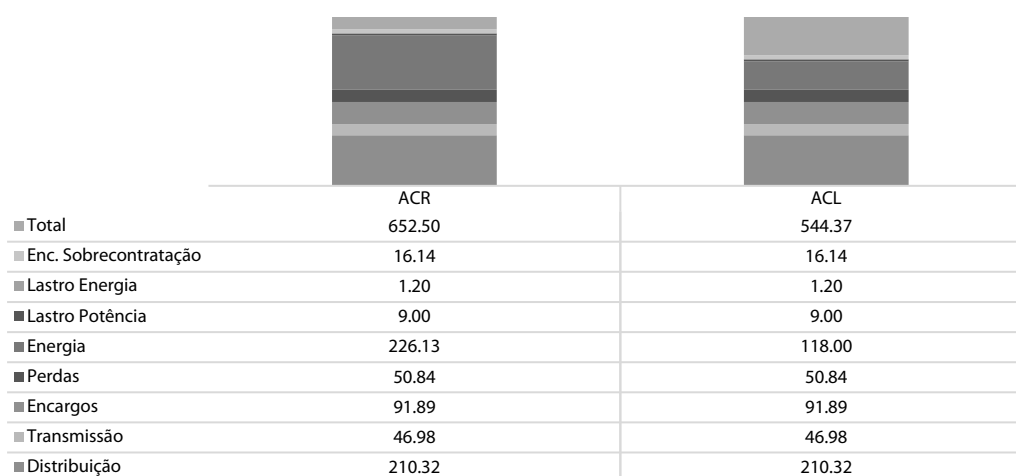


Figura 8-1 - Média da tarifa final consumidor residencial – 2022-2040 – Cenário Referência (valores reais em Jul/21)

²⁴ Para o Encargo de Sobrecontratação considerou-se o caso em que há a abertura total a partir de 2024. Já para o Encargo de Lastro de Potência se considerou o caso em que o pagamento é feito somente as usinas termelétricas.

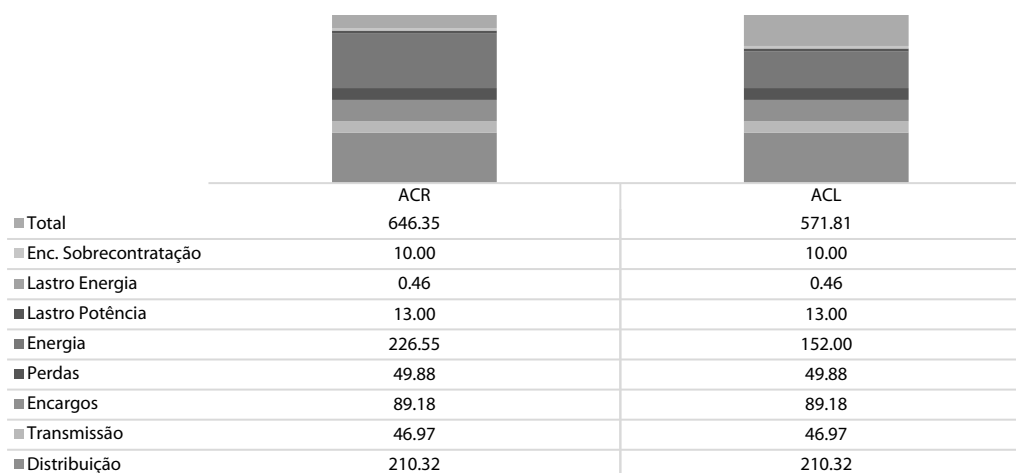


Figura 8-2 - Média da tarifa final consumidor residencial – 2022-2040 – Cenário Transformador (valores reais em Jul/21)

9 PRÓXIMOS PASSOS

Nesse relatório, foram analisados os resultados obtidos com a simulação dos primeiros três casos para o cenário de PIB transformador. Para o próximo relatório (**Produto 5**), serão mostrados os resultados das simulações dos quatro cenários restantes, que são: (i) Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade; (ii) Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro; (iii) Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro; e (iv) Abertura total do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro. Além disso, será feita uma análise qualitativa do poder de mercado da Eletrobras para avaliar aperfeiçoamentos regulatórios e de monitoramento de mercado necessários para evitar esse poder de mercado.

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

BAU – Business as Usual

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CAPEX – Capital Expenditure: custo de investimento

CCC – Conta de Consumo de Combustível: encargo do setor elétrico brasileiro utilizado para subsidiar custos de geração dos Sistemas Isolados.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCGF - Contratos de Cotas de Garantia Física

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

Certificado: Produto demandado em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro de capacidade, suficiência de garantia física, quotas de renováveis e metas de CO₂).

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Contrato de eletricidade: Contrato específico para a commodity eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

CP - Consulta pública

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração de geração e transmissão em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos (e.g. produção, capacidade, flexibilidade).

CVU – Custo Variável Unitário: É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

Despachabilidade: Capacidade efetiva das tecnologias de controlar sua produção energia de acordo com a necessidade do sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS - Encargos de Serviço do Sistema: custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no atendimento à demanda por energia.

Fator x: índice criado para repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da distribuidora decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade e, no caso das hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), referência para o cálculo da alocação de energia em cada instante de tempo.

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GSF - *Generation Scaling Factor*: Razão entre a geração total e a soma das garantias físicas de todas as hidrelétricas participantes do MRE

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MMGD - microgeração e minigeração distribuída

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia: Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo (*energy only markets* em inglês), de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

MP – Medida Provisória

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

OPTGEN: modelo de expansão desenvolvido pela PSR

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia: documento informativo produzido pela EPE com uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIB – Produto Interno Bruto

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “pisso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMO – Programa Mensal da Operação: Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas: programa com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica.

RAP – Receita Anual Permitida: Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

RD - Resposta da Demanda: Redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

RGR - Reserva Global de Reversão: fundo criado para cobrir indenizações por ocasião da extinção de concessões de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.²⁵

SDDP: modelo desenvolvido pela PSR de planejamento da operacional estocástica

SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura**SEB - Setor Elétrico Brasileiro**

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

²⁵ <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2011/12/20/reserva-global-de-reversao-podera-ser-extinta-em-2023-em-vez-de-em-2035>

TE – Tarifa de Energia

TF - Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica: taxa arrecadada para custear o funcionamento da ANEEL, que representa 0,4% do benefício econômico anual dos agentes e é paga mensalmente pelos consumidores na conta de luz.

TSL - Time Series Lab: módulo do SDDP desenvolvido pela PSR para calcular séries de geração a partir de projetos renováveis

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão: Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

UBP - Uso de Bens Públicos: Concessionárias ou empresas autorizadas realizam pagamentos referente ao uso de bens públicos à ANEEL. Esse valor entra como receita para a CDE.

UTE – Usina Termelétrica

WACC – Weighted Average Cost of Capital: custo de capital da empresa

ANEXO B – DEVOLUÇÃO DE ICMS POR DISTRIBUIDORA

A tabela abaixo apresenta a distribuição por ano da devolução aos consumidores finais dos créditos obtidos pelas distribuidoras referentes à retirada do ICMS da base de Cálculo do PIS/COFINS, de acordo com o processo 48500.001747/2020-22 da ANEEL.

Distribuidoras	2021	2022	2023	2024	2025	Total
CEEE_D	94,812,822	142,219,233	142,219,233	142,219,233	142,219,233	663,689,756
CELESC_D	652,908,993	435,495,472	-	-	-	1,088,404,465
COCEL_D	19,085,379	9,542,690	9,542,690	9,542,690	-	47,713,448
COOPER_D	-	-	-	-	-	-
COPEL_D	702,000,000	580,000,000	580,000,000	580,000,000	580,000,000	3,022,000,000
DEMEI_D	-	-	-	-	-	-
ELETROCAR_D	25,500,000	9,368,671	-	-	-	34,868,671
FORCEL_D	-	-	-	-	-	-
HIDROPAN_D	5,666,667	3,400,000	3,400,000	3,400,000	3,400,000	19,266,667
IGUACU_D	4,930,000	3,480,000	3,480,000	3,480,000	2,320,000	17,690,000
JOAO_CESA_D	-	-	-	-	-	-
MUXFELDT_D	1,820,000	1,940,000	1,940,000	1,455,926	-	7,155,926
NOVA_PALMA_D	-	-	-	-	-	-
CPFL_RGE_D	228,800,000	228,800,000	228,800,000	228,800,000	228,800,000	1,144,000,000
URUSSANGA_D	2,604,814	-	-	-	-	2,604,814
CEB_D	88,666,667	56,000,000	56,000,000	56,000,000	23,333,333	280,000,000
CEMIG_D	1,573,000,000	1,566,881,937	-	-	-	3,139,881,937
ENGI_RO_D	-	-	-	-	-	-
CHESP_D	2,265,365	-	-	-	-	2,265,365
CPFL_PIRAT_D	295,372,252	295,372,252	295,372,252	295,372,252	295,372,252	1,476,861,259
CPFL_PTA_D	-	582,369,935	582,369,935	582,369,935	582,369,935	2,329,479,738
CPFL_SCRUZ_D	20,240,583	84,939,854	84,939,854	84,939,854	84,939,854	360,000,000
DME_D	-	-	-	-	-	-
EDP_ES_D	156,492,583	156,492,583	156,492,583	120,285,029	-	589,762,778
EDP_SP_D	261,600,000	261,600,000	261,600,000	189,706,686	-	974,506,686
NEOE_SP_D	273,000,000	257,000,000	-	-	-	530,000,000
ENGI_AC_D	-	-	-	-	-	-
ENEL_SP_D	1,100,000,000	800,000,000	800,000,000	800,000,000	733,333,333	4,233,333,333
ENGI_MG_D	-	-	-	-	-	-
ENGI_MS_D	-	-	-	-	-	-
ENGI_MT_D	-	-	-	-	-	-
ENEL_GO_D	600,000,000	600,000,000	600,000,000	600,000,000	150,000,000	2,550,000,000
ENEL_RJ_D	-	600,000,000	600,000,000	600,000,000	500,000,000	2,300,000,000
ENGI_NF_D	-	-	-	-	-	-
ENGI_SSE_D	-	-	-	-	-	-

SDP JOF 1964/2020 - PRODUTO 4 - SIMULAÇÃO DOS PRIMEIROS CENÁRIOS

LIGHT_D	374,196,726	945,803,274	660,000,000	660,000,000	660,000,000	3,300,000,000
STA_MARIA_D	18,700,000	11,744,828	-	-	-	30,444,828
OE_AM_D	-	-	-	-	-	-
OE_RR_D	-	-	-	-	-	-
CEA_D	-	-	-	-	-	-
EQTL_PA_D	623,371,237	311,766,568	-	-	-	935,137,805
EQTL_MA_D	128,196,976	128,196,976	128,196,976	128,196,976	53,415,407	566,203,311
ENGI_TO_D	-	-	-	-	-	-
EQTL_AL_D	146,536,810	147,875,151	-	-	-	294,411,961
NEOE_PE_D	186,650,000	186,650,000	186,650,000	186,650,000	186,650,000	933,250,000
EQTL_PI_D	77,878,290	211,526,437	158,644,828	-	-	448,049,555
NEOE_BA_D	771,296,703	556,408,000	562,300,000	590,278,000	356,812,298	2,837,095,001
ENEL_CE_D	386,200,000	386,200,000	386,200,000	386,200,000	385,200,000	1,930,000,000
NEOE_RN_D	191,601,800	123,332,000	123,946,000	130,360,000	134,580,000	703,819,800
ENGI_BO_D	-	-	-	-	-	-
ENGI_PB_D	22,795,310	-	-	-	-	22,795,310
ENGI_SE_D	-	-	-	-	-	-
SULGIPE_D	8,400,000	7,200,000	4,334,091	-	-	19,934,091
Total	9,044,589,976	9,691,605,861	6,616,428,442	6,379,256,581	5,102,745,646	36,834,626,506

Tabela B.0-1 - Valores (R\$) a serem repassados por ano e por distribuidora

ANEXO C – DESCRITIVO DAS FERRAMENTAS UTILIZADAS

Essa seção tem o objetivo de apresentar um descritivo simplificado dos softwares utilizados para a simulação dos cenários apresentados. Todos os softwares apresentados a seguir foram desenvolvidos pela PSR.

Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP): modelo de despacho estocástico para sistemas elétricos com uma representação detalhada das redes de transmissão e de gás, utilizado em estudos de operação de longo, médio e curto prazo.

OptGen: modelo de planejamento da expansão de longo prazo que determina as decisões de mínimo custo de quanto e quando construir, aposentar e reforçar a capacidade de geração, a rede de transmissão e dutos de gás natural.

Time Series Lab (TSL): ferramenta de modelagem renovável que produz cenários sintéticos de geração das fontes intermitentes de Energia Renovável Variável (ERV).

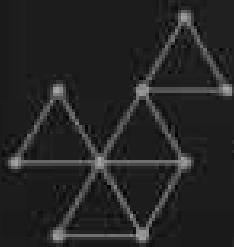
OptFolio: ferramenta analítica que visa ajudar os tomadores de decisão a gerenciar portfólios de projetos de energia levando em consideração os riscos de mercado envolvidos.

SCE: modelo que simula as regras comerciais adotadas pela CCEE para liquidação financeira no mercado brasileiro de eletricidade e seus principais efeitos nas empresas.

OptContract: modelo de otimização que calcula o ótimo equilíbrio entre o mercado livre e o mercado regulado.

OptPrice: funcionalidade dentro do OptContract que calcula preços de energia no mercado livre convencional, considerando as regras e regulamentações do setor elétrico brasileiro.

ANEXO K – RELATÓRIO DO PRODUTO 5



PSR



Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor

Produto 05

Liberalização do Mercado e Oferta de Preços

Versão 1 – 02 de maio de 2022

Índice

1	Introdução e objetivo	3
1.1	Objetivo do projeto.....	4
1.2	Objetivo deste relatório.....	4
1.3	Organização do relatório	5
2	Cenários Simulados.....	6
3	Liberalização do mercado de energia.....	8
3.1	Nível de liberalização do mercado.....	8
3.2	Separação das atividades de Distribuição e Comercialização.....	10
3.2.1	Como separar D&C?.....	11
3.2.2	Distribuidora de energia	12
3.2.3	Comercializador Regulado e Supridor de Última Instância	14
4	Mecanismo de oferta de preços.....	20
4.1	Fundamentos do modelo baseado em ofertas.....	20
4.2	Mecanismo de Liquidação Dupla	23
4.2.1	Motivação	23
4.2.2	Alternativas à liquidação única	24
4.3	Mecanismo de contas de energia e Reservatórios Virtuais.....	26
4.3.1	Motivação	26
4.3.2	Funcionamento base.....	28
4.4	Mecanismos de mitigação de poder de mercado.....	31
4.4.1	Princípios chave	31
4.4.2	Limites às ofertas preço-quantidade horárias.....	31
4.4.3	Atividade de monitoramento de mercado	33
5	Simulação do mecanismo de oferta de preços	36
5.1	Modelo de equilíbrio de mercado	36
5.1.1	Descrição de cada módulos	37
5.1.2	Paradigmas da representação	40
5.2	Análises comparativas entre os dois modelos de formação de preço	42
5.2.1	Premissas utilizadas nas simulações.....	43
5.2.2	Mercado com competição perfeita	45
6	Conclusão	50
7	Próximos Passos	51
	ANEXO A – Glossário	52

ANEXO B – Descritivo das Ferramentas Utilizadas 57

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional e onde os leilões de energia ganharam protagonismo, tornando os consumidores regulados os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019. Esta Portaria determinou que até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, interessada em avaliar de forma antecipada e em profundidade as implicações econômicas e financeiras dessas potenciais mudanças, assim como as opções disponíveis à liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, diminuindo a competitividade do país ao ponto de inviabilizar algumas atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de uma expansão inadequada resultando em *blackouts* ou racionamentos energéticos deletérios à economia, como em 2001; (c) as diferentes arbitragens regulatórias existentes no SEB que privilegiam certos segmentos, comprometendo a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de uma ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”;
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado deste projeto é um plano de ação que detalha o mecanismo de transição para se alcançar um cenário de desenho de mercado de mínimo custo de energia, incluindo sugestões de ações legais e infralegais a serem implementadas para lograr este objetivo.

1.2 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 5** deste projeto e objetiva apresentar avaliações dos demais cenários para o desenho de mercado do Setor Elétrico Brasileiro que são: (i) *Separação entre as atividades de distribuição e comercialização (D&C) de energia*; (ii) *Mecanismo de Oferta de Preços*.

Para (i) será apresentada uma avaliação dos prós e contras da separação destas duas atividades sob a ótica de uma regulação mais responsiva. Para (ii) serão apresentadas avaliações qualitativas sobre o desenho do mecanismo, trazendo uma visão sobre os principais desafios e possibilidades, e uma avaliação quantitativa que comparará as duas alternativas para formação de preço e despacho do sistema: custo x oferta.

1.3 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta uma breve descrição das atividades envolvidas no escopo do projeto, focando nas atividades previstas para esse relatório. O Capítulo 3 aborda a questão da liberalização do mercado e a separação entre as atividades de comercialização e distribuição de energia. Já o Capítulo 4 apresenta uma discussão conceitual sobre um possível desenho para adoção do mecanismo de oferta de preços, enquanto o Capítulo 5 apresenta uma análise comparativa deste novo mecanismo com o adotado atualmente no Setor Elétrico Brasileiro. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas a partir das discussões deste relatório e o Capítulo 7 introduz os próximos passos do projeto.

2 Cenários Simulados

No relatório do Produto 3, a seguinte figura havia sido apresentada com os oito cenários que seriam avaliados neste projeto.

Todos cenários estão sendo submetidos para os intervenientes		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de migração de ACR p/ a BCL	Despacho por Oferta de Preço?	Descontização e Preço de Mercado
1	Sistema de Usinas com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X	X
2	Abertura potencial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X	X
3	Abertura potencial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X	X
4	Abertura potencial do mercado, Leilão Centralizado de Lastro e Descontização	☑	Livre	X	☑
5	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X	X
6	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X	X
7	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑	X
8	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço, Leilão Centralizado de Lastro e Descontização	☑	Livre	☑	☑

Figura 2-1 - Descrição dos oito cenários apresentados no Produto 3

Contudo, com a aprovação da MP 1.031/2021 (convertida na Lei 14.182/2021), que dispunha sobre a capitalização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, todos os casos passaram a considerar a descontização da empresa. Assim, os **Cenários 4 e 8** foram descartados, uma vez que não haveria distinção entre esses e os **Cenários 3 e 7**, respectivamente.

Com a redução do número de casos, decidiu-se por adicionar um novo caso para considerar um cenário composto por: (a) leilão centralizado de lastro; (b) abertura total do mercado; e (c) despacho por oferta de preço. O conjunto total de casos a serem simulados, já com o ajuste de numeração com a exclusão de dois e a inclusão de um, aparece na figura a seguir.

Todos cenários estão sendo submetidos para os intervenientes		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de migração de ACR p/ a BCL	Despacho por Oferta de Preço?
1	Sistema de Usinas com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X
2	Abertura potencial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X
3	Abertura potencial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X
4	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X
5	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X
6	Abertura potencial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑
7	Abertura total do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	☑

Figura 2-2 - Descrição dos sete cenários que serão simulados

Os resultados dos três primeiros cenários estão descritos no Produto 4, enquanto os demais cenários fazem parte deste Produto 5. Uma breve descrição dos casos que serão analisados, já com a numeração ajustada, é apresentada a seguir:

Produto 4		Produto 5	
Abertura do mercado, tratamento dos contratos legados e mecanismos para adequação de suprimento		Todos os consumidores livres, mecanismo de venda da energia dos contratos legados para o mercado e oferta de preço	
1. Business as Usual Desenho de mercado baseado no arcabouço legal e regulatório atual com a MP998. Considera obrigação de 100% de contratação respaldada por garantia física, leilão de reserva de capacidade, despacho por custo e cronograma de abertura de mercado para toda a alta Tensão.	2. 100% Potencialmente Livre e Leilão de Reserva Similar ao Cenário 1 , porém com todos os consumidores podendo ser totalmente livres ou permanecer no ACR.	4. 100% Livre e Leilão de Reserva Similar ao Cenário 2 , porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.	5. 100% Livre e Leilão Centralizado de Lastro Similar ao Cenário 3 , porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.
3. 100% Potencialmente Livre e Leilão Centralizado de Lastro Similar ao Cenário 2 , porém com a coordenação da expansão sendo realizada através de leilões centralizados para a contratação de lastro para respaldar a demanda de energia e de ponta.	6. 100% Potencialmente Livre, Leilão de Lastro e Oferta de preço Similar ao Cenário 3 , incluindo a substituição do despacho por custo pela oferta de preço e uma análise qualitativa do poder de mercado da Eletrobras	7. 100% Livre, Leilão de Lastro e Oferta de preço Similar ao Cenário 6 , porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.	

Figura 2-3 - Descrição do escopo de cada cenário

Além dos casos simulados, o **Produto 5** incluirá também uma análise qualitativa do poder de mercado da Eletrobras, que se refere à capacidade desta empresa de aumentar e manter o preço acima do que ocorreria sob hipótese de concorrência. Desta forma busca avaliar quais os aperfeiçoamentos regulatórios e de monitoramento de mercado necessários para evitar esse poder de mercado no contexto do Caso 6. Cabe destacar que essa análise já estava prevista no início do projeto para o Cenário 8 original.

3 LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA

Um dos principais temas na discussão de modernização do Setor Elétrico Brasileiro é a liberalização do mercado de energia. Atualmente, somente os consumidores conectados em tensão superior a 2,3 kV e com demanda mínima de 500 kW podem migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O pleito, que vige desde 2015 com a apresentação da primeira versão do Projeto de Lei 1.917, é que o direito a escolha do fornecedor de contratos de energia seja estendido de forma irrestrita aos demais consumidores.

No entanto, esse novo arranjo impõe aos formuladores de políticas públicas algumas reflexões sobre o papel dos agentes no setor. Assim, as próximas seções avaliarão os seguintes pontos:

- Qual o nível desejável de liberalização do mercado?
- É possível extinguir o Ambiente de Contratação Regulada?
- Qual agente seria responsável pelos consumidores que não conseguirem realizar a migração?
- Qual o papel da distribuidora neste ambiente de mercado liberalizado?

3.1 Nível de liberalização do mercado

A primeira pergunta que surge quando proposta a abertura do mercado livre é: qual o nível adequado para essa liberalização? Deve-se abrir o mercado para todos os consumidores? Deve-se obrigar que todos os consumidores migrem para o Mercado Livre?

Naturalmente que a abertura do mercado pode trazer importantes ganhos aos consumidores ao aumentar a competitividade entre os agentes vendedores. No entanto, para responder é importante avaliar o contexto social no qual o mercado de energia está envolvido.

A experiência internacional mostra que a maioria dos mercados de energia maduros (EUA, Espanha, Itália, Inglaterra, entre outros) permite a todos os consumidores acesso ao Mercado Livre de energia, muitas vezes através de comercializadores varejistas. No entanto, o que se observou nestes mercados foi uma baixa adesão, em especial por parte dos consumidores residenciais. A tabela abaixo apresenta um retrato (de 2017) do mercado de energia elétrico americano, referente à migração dos consumidores residenciais para o ambiente livre em diversos estados¹. Da tabela, verifica-se que, mesmo após anos da abertura de mercado, somente um a cada três consumidores elegíveis optou por migrar.

¹ O Texas foi excluído desta análise, já que neste estado todos os consumidores foram obrigados a migrar para um novo fornecedor e, portanto, a taxa de migração é de 100%.

Estado	Consumidores elegíveis	Consumidores migrados	% Consumidores elegíveis migrados	Abertura mercado & Migração residencial
Connecticut	1,401,000	486,000	35%	1998 & 2000
Delaware	273,000	28,800	11%	1999 & 2000
District of Columbia	243,000	34,400	14%	2000 & 2001
Illinois	4,524,000	2,744,000	61%	1997 & 2002
Maine	767,000	172,000	22%	1997 & 2000
Maryland	2,028,000	485,000	24%	1997 & 2000
Massachusetts	3,347,000	598,000	18%	1997 & 1998
New Hampshire	427,000	85,400	20%	1996 & 2001
New Jersey	3,377,000	464,000	14%	1997 & 1999
New York	5,811,000	1,325,000	23%	1996 & 2001
Ohio	4,195,000	2,253,000	54%	1999 & 2001
Pennsylvania	4,980,000	1,794,000	36%	1996 & 1999
Rhode Island	493,000	36,000	7%	1996 & 1997
Total	31,866,000	10,505,600	33%	

Tabela 3-1 - Avaliação dos consumidores migrantes nos estados dos EUA

De acordo com a literatura, as principais razões para essa resistência à migração, observada no caso americano, são:

- A economia esperada com a migração foi insuficiente para justificar a mudança;
- Os consumidores estavam satisfeitos com o serviço de suas distribuidoras locais;
- Os consumidores não sabiam como realizar a migração;
- Os consumidores temiam uma queda na qualidade do serviço.

Portanto, não é possível garantir que a abertura do mercado implicará numa migração maciça de consumidores para o Mercado Livre, o que naturalmente extinguiria o Mercado Cativo. Além disto, uma eventual obrigatoriedade na migração dos consumidores, como adotado no Texas, poderia num primeiro momento provocar uma desorganização setorial, com maiores possibilidades de arbitragens entre os vendedores, considerando a ausência de transparência nos preços praticados no mercado e o desconhecimento da maioria dos consumidores sobre seu funcionamento e regras setoriais.

Por fim, no caso do Brasil o atendimento aos consumidores socialmente vulneráveis, com ou sem direito à Tarifa Social, requer uma atenção especial. O menor grau de escolaridade já torna mais complexo o processo nesse caso. Este grupo pode ainda comportar consumidores regularizados pelas distribuidoras, ou seja, que passaram (ou voltaram) a pagar pela energia consumida após inadimplência prolongada ou após terem sido identificados como praticantes de furtos. Este grupo provavelmente terá maior dificuldade para encontrar comercializadores varejistas dispostos a atendê-los.

A abertura integral do Mercado Livre é fundamental para que consumidores consigam buscar alternativas de suprimento mais competitivas. No entanto, entende-se que este movimento deve ser uma escolha dos clientes e não uma imposição regulatória.

Neste sentido, faz-se necessário redefinir regulatoriamente as atividades prestadas atualmente pelas concessionárias de distribuição de energia.

3.2 Separação das atividades de Distribuição e Comercialização

Atualmente as concessões de distribuição de energia impõem aos agentes prestadores de serviço a obrigatoriedade de fornecer os serviços associados a distribuição física da energia e a comercialização de contratos. No entanto, no contexto de um mercado de energia liberalizado, torna-se imprescindível separar essas duas atividades (separação D&C) de forma a fomentar a competição na atividade de comercialização e evitar eventuais conflitos de interesse que possam causar um desbalanceamento no sistema como um todo.

Quando se analisa a experiência internacional sobre o tema, observa-se que os principais países que avançaram na liberalização de seus mercados optaram pela separação D&C. Alguns exemplos: Reino Unido, Noruega, Chile, Austrália e alguns estados dos EUA. A Europa, que também liberalizou o mercado em maior escala, fez esta separação no início dos anos 2000 na maioria dos países.

Pelo fato de as atividades terem natureza bastante distinta, sua separação permitiria aprimoramentos regulatórios específicos que são fundamentais para acomodar incentivos e riscos intrínsecos a cada uma delas. Estes aprimoramentos tornam-se ainda mais importante em um contexto de transição energética, com transformações impactando toda a cadeia do setor elétrico e particularmente o segmento de distribuição nos seguintes aspectos:

- disseminação de oferta de energia descentralizada e baseada em fontes renováveis e intermitentes;
- difusão dos Recursos Energéticos Distribuídos (geração e armazenamento distribuídos, mobilidade elétrica, micro redes, resposta da demanda etc.);
- digitalização crescente das redes (*smart grids* e *smart meters*); e
- maior protagonismo do consumidor final.

Foi neste sentido que o MME realizou a Consulta Pública 33 (CP 33) em 2017, na qual foram apontadas inúmeras e necessárias medidas regulatórias com foco na transição para um setor elétrico mais moderno, eficiente, democrático e sustentável. Dentre tais medidas, constava a separação D&C, colocada como uma das medidas para “correção de incentivos inadequados para migração para o ambiente livre, para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução, inclusive por meio de microgeração distribuída”². Destaca-se que atualmente, esta proposta de separação consta no Projeto de Lei 414.

3.2.1 Como separar D&C?

A separação das atividades de distribuição e comercialização pode ocorrer em 3 níveis de profundidade: (i) de forma mais branda, apenas contabilmente, mantendo as atividades exercidas pela mesma empresa; (ii) sob o mesmo grupo econômico, através de duas empresas com diferentes outorgas para exercício de suas atividades ; ou (iii) em um cenário de separação mais profunda, permitindo a atuação de grupos econômicos distintos nas duas atividades.

² Texto da “PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES”, referente ao encerramento da CP 33, folha 5.



Figura 3-1 - Níveis de separação entre D&C

O texto atual sobre o tema no PL 414 permite a adoção de qualquer uma das três alternativas, cabendo, por sua vez, analisar a conveniência em cada caso.

A primeira opção, que prevê apenas a separação contábil das atividades tem um viés mais simplista, uma vez que não demandaria a segregação dos contratos de concessão vigentes (os quais já preveem a atuação concomitante das duas atividades de natureza regulada). Por sua vez, entende-se que esta alternativa não é suficientemente eficiente para uma segregação efetiva das duas atividades, tanto em termos de resultado, quanto em termos de balanço.

Entendemos que a segregação dos resultados econômico-financeiros traria maiores benefícios, permitindo análises de impacto regulatório que aprimorem os mecanismos vigentes. Desta forma, consideramos que a separação das empresas, uma sendo responsável pela atividade de distribuição e a outra pela atividade de comercialização (conforme as alternativas (ii) e (iii) apresentadas acima) traria maiores benefícios ao sistema.

Ao adotar essa solução, torna-se necessário a separação dos contratos de concessão, uma vez que ambas seriam concessionárias de serviço público com contratos específicos para as suas atividades, preservando os direitos e obrigações dos contratos vigentes. As cláusulas econômicas que tratam dos mecanismos de reajuste e revisão tarifária precisam ser alteradas de forma estrutural para refletir a dinâmica das tarifas aplicáveis à atividade intrínseca de cada um dos dois contratos.

Uma vez separadas as empresas e os contratos de concessão, abre-se a possibilidade de criar mecanismos que permitam a transferência de controle de uma das empresas. Entende-se que a transferência compulsória do controle societário, adotada em alguns países, não é compatível com os contratos de concessão vigentes, uma vez que eles englobam as duas atividades no mesmo grupo econômico. Portanto, entendemos que exigir que os acionistas que detêm tais contratos se desfaçam de uma de suas atividades traria prejuízos à segurança jurídica, não sendo recomendável.

Por fim, resta a avaliação quanto a possibilidade de existência de controles acionários distintos dentro da mesma área de concessão. A princípio não deveria existir óbice para tal, desde que o arcabouço regulatório esteja bem desenhado, com os mecanismos de gestão de risco e incentivos bem delimitados para cada atividade. Inclusive, conforme mencionado anteriormente, na experiência internacional é comum ter as atividades de comercialização e de distribuição sendo prestadas por grupos econômicos distintos. De toda forma, considerando que as mudanças trazidas por essa separação são potencialmente profundas, recomenda-se que essa possibilidade de atuação de duas empresas de controles acionários distintos em uma mesma concessão seja permitida apenas após um período de transição. Desta maneira, seria possível consolidar o novo modelo regulatório, provendo maior segurança aos formuladores de políticas públicas e aos agentes do setor elétrico.

3.2.2 Distribuidora de energia

A atividade de distribuição de energia elétrica é por natureza de capital intensivo, uma vez que requer elevados investimentos nas estruturas de rede e custos afundados. Além disso, está usualmente associada ao conceito de monopólio natural, em que a prestação de serviço por um único agente proporciona menores custos globais pelas economias de escala, com as tarifas reguladas, como ocorre hoje no Brasil.

Neste contexto, é fundamental, no âmbito da separação D&C, estabelecer as atividades que ao serem alocadas à distribuidora levarão a um menor custo global, demandando assim um desenho regulatório específico para a prestação do serviço de distribuição.

3.2.2.1 Atividades intrínsecas

As primeiras atividades a serem avaliadas são aquelas intrínsecas à gestão do fio, para as quais nos parece fundamental a preservação de um único agente atuando e preferencialmente a própria distribuidora – dado que esta já tem *expertise* para as exercer com maior grau de eficiência possível. Dentre estas atividades, destacamos:

- a. Gestão técnica: operação, manutenção e planejamento das redes de distribuição e de todos os ativos físicos associados.
- b. Gestão comercial: prestação de serviços associados a atividade fio, isto é, leitura, atendimento ao cliente, faturamento, corte e religa, entre outros.

Existem ainda outras atividades que possuem características híbridas (i.e., misturam gestão do fio com a gestão da compra de energia) ou que podem ser prestadas às comercializadoras, no contexto de separação D&C.

3.2.2.2 Atividades com características híbridas

Um exemplo de atividade com característica híbrida é o **combate às perdas**, ponto muito crítico em algumas áreas de concessão no Brasil atualmente. Esse tipo de serviço está intimamente associado à gestão do fio, uma vez que envolve muitas vezes intervenções diretas nos equipamentos que compõem as redes elétricas, como por exemplo troca de transformadores, instalação de telemedicação, blindagem de redes, entre outros. Assim, seria natural alocar à distribuidora a responsabilidade pelo combate às perdas, tanto técnicas quanto não técnicas (ou comerciais).

No caso do **custo** associado à compra de energia **para suprimento das perdas**, entende-se necessário uma análise regulatória específica uma vez que: (i) é importante manter na distribuidora o incentivo de projetar adequadamente o volume de energia associado às perdas reais; (ii) é conveniente evitar a alocação de atividades de comercialização na distribuidora, justamente pela natureza bastante distinta ao negócio.

Uma solução regulatória para conciliar esses dois pontos seria oferecer à distribuidora a opção de manter o suprimento de energia para cobertura das perdas na comercializadora regulada que atuará em sua área de concessão. A comercializadora regulada seria a responsável por realizar a compra desta energia, baseando-se nas estimativas da distribuidora e considerando uma faixa de variação, a exemplo do que é feito atualmente com as distribuidoras supridas.

Neste caso, a distribuidora permaneceria com o risco da glosa de perdas (diferença entre perdas reais e regulatórias), uma vez que seria sua a responsabilidade de combater as perdas. Entanto, a responsabilidade de comprar a energia para suprir estas perdas seria do comercializador regulado. Neste cenário, faz-se necessário analisar a aplicação de limitação (ou neutralidade) na valoração do preço da energia associada somente à glosa de perdas, de forma a evitar: i) volatilidade indesejável nos resultados econômicos da distribuidora, em função da volatilidade intrínseca ao preço da energia comprada, sobre o qual a ela não teria gestão; e ii) que parte relevante do EBITDA da distribuidora seja potencialmente comprometido na atividade de combate às perdas, pois o preço de compra tende a ser maior que a TUSD Fio-B.

Destaca-se que esse tema já foi objeto de discussão no âmbito da Consulta Pública 003/2019 da Aneel, na qual havia a seguinte indagação aos agentes (*“Deveria haver neutralidade de preço de compra de energia no que se refere à diferença entre as perdas reais e regulatórias?”* – Ponto de Discussão 8).

3.2.2.3 Atividades prestadas às comercializadoras

É importante desenhar mecanismos para otimizar os recursos setoriais relativos aos serviços que podem ser prestados por distribuidora às comercializadoras (reguladas ou não). Esse tema torna-se ainda mais relevante no contexto de abertura do mercado livre para a baixa tensão, quando passa a abranger consumidores de menor porte e a figura do comercializador varejista se consolida.

Algumas atividades apresentam ganhos de escala quando prestadas pela distribuidora e cobradas dos comercializadores, principalmente o regulado e os varejistas. Assim, é desejável que as distribuidoras prestem serviços a estes comercializadores, a preços que podem ser regulados pela Aneel, que considerem os custos e os riscos inerentes, bem como os princípios da regulação por incentivos. Dentre tais serviços, destacam-se:

a. Corte / Religa de consumidores inadimplentes com o comercializador

É uma atividade intrínseca à gestão do fio, devendo ser realizada pela distribuidora, ou por entidade por ela designada. Por sua vez, é fundamental que a distribuidora seja devidamente remunerada pelo serviço prestado, até porque a ação de corte junto ao consumidor tende a afastar a distribuidora de seu cliente. Finalmente, cabe observar que a possibilidade de corte do consumidor atendido pelo varejista, foi trazida pela Lei 14.120, com regulamentação ainda pendente.

b. Atuação como agregadores de medição para os comercializadores

A leitura do consumo, que já é realizada pela distribuidora para o faturamento da TUSD, pode ser utilizada de forma agregada, configura-se como um serviço que pode ser prestado ao comercializador varejista, devendo ser devidamente remunerado. Cabe observar que esse cenário é mais provável quando a migração para o mercado livre não requer a troca do medidor existente. Por sua vez, sempre haverá a opção de troca do medidor por um mais moderno, com leitura remota, o que provavelmente levará o comercializador a ter acesso direto à medição do cliente, caso assim deseje. Finalmente, ressalta-se que, quando esta troca for realizada por opção do consumidor (ou do comercializador), os custos poderão ser cobertos por ele, como atualmente, mantendo-se o medidor como ativo das redes de distribuição, com o devido registro em Obrigações Especiais.

c. Faturamento da parcela da energia destinada aos comercializadores

Os comercializadores podem optar por enviar sua fatura de energia separadamente aos consumidores, como é feito hoje, ou por contratar as distribuidoras para realizar este faturamento, unificando-o na fatura da TUSD, com a devida remuneração. Nesse caso, entretanto, é fundamental que o exercício da atividade seja opcional para a distribuidora. Por outro lado, a distribuidora também pode contratar o comercializador para incluir o faturamento da TUSD na sua fatura de energia, remunerando-o adequadamente para tal, se assim desejarem ambas as partes.

3.2.3 Comercializador Regulado e Supridor de Última Instância**3.2.3.1 Atribuições**

Quando se analisa a experiência internacional, mais especificamente os países que expandiram o mercado livre até a baixa tensão, verifica-se uma preocupação regulatória quanto ao atendimento a determinadas categorias de consumidores, dentre as quais cabe mencionar:

- Consumidores vulneráveis
- Consumidores regularizados, pelo combate ao furto ou à inadimplência
- Consumidores inativos após a abertura do Mercado
- Consumidores de outros comercializadores varejistas em “default”

A tabela abaixo mostra os agentes responsáveis por fazer o atendimento, em diferentes países/regiões, a determinadas categorias de consumidores.

País/Região	Agente	Categoria Atendida
UK (2016)	Supridor licenciado	Ligados a Varejistas em default
Noruega (2013)	Comercializador Regulado	Consumidores inativos, sem contrato (vencimento ou falência do vendedor) ou não aceitos por varejistas
Portugal (2017)	Supridor de Último Recurso	Consumidores vulneráveis, legados por falência do vendedor ou não aceitos por outros varejistas
Texas (2019)	Supridores voluntários ou prestadores de grande porte indicados pelo regulador	Consumidores legados por falência, inativos ou que solicitem o serviço de última instância
Austrália (2015)	Varejistas escolhidos por chamada pública pelo regulador	Consumidores legados por falência de outro varejista ou inativos após a abertura do mercado

Tabela 3-2 – Agentes responsáveis pelo atendimento a diferentes tipos de consumidores em diferentes mercados

Portanto, o formulador de políticas públicas deve considerar no desenho de mercado a criação de agente(s) específico(s) para lidar com a comercialização das categorias supracitadas. Recorrendo novamente à experiência internacional, observa-se que uma grande preocupação nos diferentes desenhos de mercado são os consumidores ligados a varejistas em *default*, especialmente em um contexto de abertura total do mercado. Usualmente, recorre-se à figura do Supridor de Última Instância (SUI) para realizar este atendimento, que deve possuir um prazo máximo, limitado regulatoriamente, a partir do qual o consumidor deve migrar para outro agente comercializador disponível no mercado.

Outra preocupação recorrente diz respeito ao atendimento aos consumidores inativos (aqueles que não desejam migrar para o Mercado Livre). Em alguns países, esses consumidores passam a ser atendidos pelo próprio SUI ou por um comercializador definido pelo regulador, também chamado de Comercializador Regulado. Esse tratamento é importante, especialmente quando se observa que grande parte dos consumidores tem grande inércia ou oposição à migração, conforme mostrado na Tabela 3-1.

Mais um ponto a se destacar a partir da experiência internacional é o fato de que na maioria dos casos, a comercializadora ligada à concessionária de distribuição antes da separação D&C assumiu o papel de Comercializador Regulado e/ou do SUI, passando então a atender aos consumidores inativos e vulneráveis. Na nossa visão, esta configuração parece ser a mais adequada para o Brasil pelas seguintes razões:

- Alta complexidade socioeconômica, que reduz o número de consumidores ao mercado das comercializadoras;
- Volume relevante de contratos legados que permanecerão na carteira do ACR por muitos anos;
- Aderência às atribuições dos contratos de concessão vigentes, onde a distribuidora verticalizada é responsável pelo atendimento integral do mercado cativo;
- Aproveitamento de *expertise* das áreas de comercialização das distribuidoras.

Assim, propõe-se que no Brasil a responsabilidade pelo suprimento de energia às categorias de consumidores que não acessem o mercado livre, por motivos variados, seja do Comercializador Regulado ligado à concessionária de distribuição antes da separação D&C.

3.2.3.2 Remuneração do Comercializador Regulado

Na análise do desenho regulatório para remuneração do Comercializador Regulados é importante observar o tratamento dado a este agente na experiência internacional e adequar as particularidades do mercado brasileiro.

Um ponto relevante na experiência internacional é a aplicação de uma margem sobre o preço da energia comprada para os consumidores inativos e ligados a varejistas em default. Esse mecanismo visa incentivar os consumidores a migrar (ou retornar) para o Mercado Livre. No entanto, como o preço médio dos contratos legados supera o de contratos do Mercado Livre, esse sobrepreço para incentivar o consumidor a migrar não seria necessário no caso brasileiro.

No caso do Brasil chama a atenção o fato de inexistir margem associada à comercialização de energia no Mercado Regulado. Apesar da distribuidora prestar o serviço de comercialização a seus consumidores, assumindo os riscos inerentes ao negócio, ela não possui nenhuma remuneração por esta atividade. No contexto de separação D&C, será importante garantir a sustentabilidade da abertura de mercado. Destaca-se que grande parte do risco assumido pela Comercializadora Regulada está associado a variações de carga.

É preciso considerar ainda a necessidade de uma margem para fazer frente aos riscos de inadimplência aos quais a Comercializadora Regulada estará sujeita. Esta margem já existe no desenho tarifário (rubrica de *Receitas Irrecuperáveis*) e seu cálculo contempla toda a receita da atividade de distribuição, fio, encargos e comercialização. Assim, é importante que com a separação D&C a Comercializadora Regulada carregue consigo a parte das Receitas Irrecuperáveis referentes à atividade de comercialização, hoje prestada pela distribuidora.

De forma resumida, há três tipos de margem que precisam ser endereçados pelo desenho regulatório para remunerar a Comercializadora Regulada. É desejável ainda que este desenho preserve a atividade fio, evitando alocar custos da atividade de comercialização na TUSD.

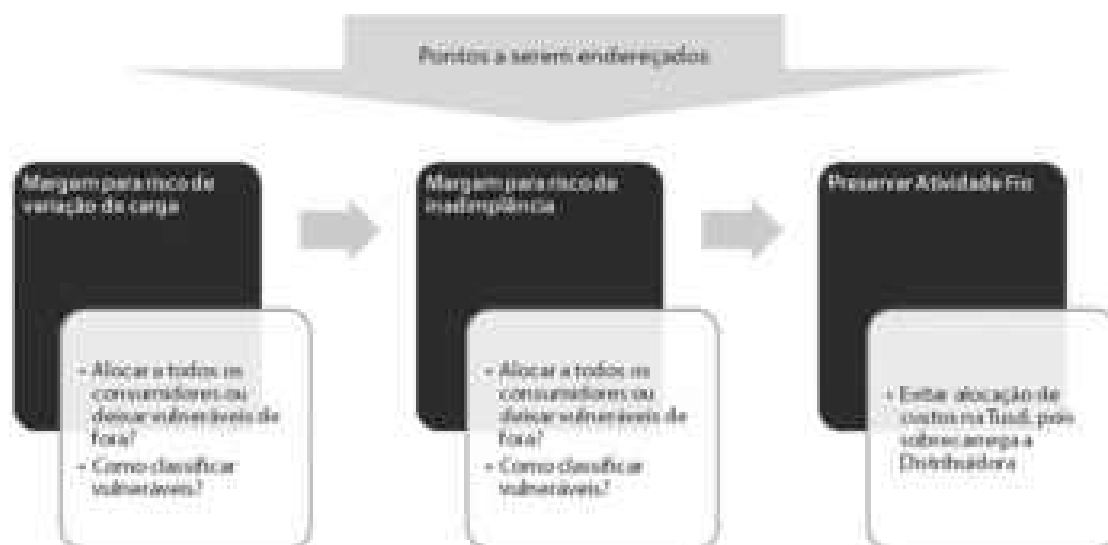


Figura 3-2 - Principais pontos a serem endereçados na remuneração da Comercialização Regulada

3.2.3.3 Mecanismos de mitigação do risco de inadimplência na Comercialização Regulada

Considerando a evolução natural da migração dos consumidores atualmente cativos para o Mercado Livre, a tendência é que haja um aumento, em termos percentuais, dos consumidores complexos (vulneráveis sem Tarifa Social e com alto risco de crédito) na carteira dos Comercializadores Regulados, o que tenderia a elevar a margem de comercialização, especialmente a parcela associada ao risco de inadimplência. Por sua vez, a elevação desta margem resultaria em preços mais altos, com repasse feito exatamente aos consumidores mais complexos, gerando um ciclo vicioso (“espiral da morte”).



Figura 3-3 - ‘Espiral da morte’ na comercialização regulada decorrente da inadimplência

Um possível desenho tarifário que evitaria esta espiral da morte seria a alocação de parte da margem destinada ao Comercializador Regulado na TUSD, ou seja, ela seria cobrada de todos os consumidores, incluindo os do ACL. Esta proposta, no entanto, apresenta alguns entraves que precisariam ser endereçados:

- Consumidores livres poderiam alegar que já pagam pela margem do ACL e que, portanto, não deveriam pagar também pela do ACR.
 - Para contrapor esse argumento, seria necessário repassar para a TUSD apenas a margem incremental trazida pela maior inadimplência do Mercado Regulado. No entanto, este cálculo traz grandes complexidades regulatórias.

- b. Distribuidoras seguiriam com atribuições associadas à atividade de Comercialização, pois seriam responsáveis compulsoriamente pelo faturamento e a arrecadação da TUSD, sobre a qual passariam a incidir custos da Comercialização Regulada.
- Para tal, as distribuidoras teriam que cobrar pela atividade, de forma a compensar os custos e riscos envolvidos, o que geraria uma sobreposição de prêmios de riscos, o que também é indesejável no desenho regulatório.

Assim, apesar de haver vantagens na alocação de parte da margem de comercialização na TUSD, especialmente a referente ao risco de inadimplência, entende-se que tal medida traz complexidades e eventuais questionamentos por parte do Mercado Livre, o que poderia inviabilizar a sua aplicação.

Desta forma, propõe-se alocar todas as margens nos preços do Comercializador Regulado, mantendo atenção sobre o tema para possíveis redesenhos tarifários, caso necessário. Poderia ainda ser criada uma subclasse de consumo, abarcando os consumidores socialmente vulneráveis sem Tarifa Social, de forma a mitigar o risco de inadimplência. A eles não seria aplicada as margens descritas anteriormente como estratégia de mitigar, ao menos em parte, o ciclo vicioso que foi apresentado.

Em função das análises apresentadas, a PSR propõe que sejam agregados dois tipos de margem ao preço final cobrado pelo Comercializador Regulado:

Margem	Risco	A quem se destina?	Cálculo
(a)	Variação de carga	Comercializador Regulado	Utilizando os princípios da regulação por incentivos, aderentes à volatilidade da carga (exceto migração).
(b)	Inadimplência	Comercializador Regulado	Utilizando os princípios da regulação por incentivos, como é hoje.

Tabela 3-3 - Tipos de margem do Comercializador Regulado

Com relação à alocação das 2 margens às categorias de consumidores atendidas pelo Comercializador Regulado, a proposta segue na tabela abaixo:

Consumidor	Preço Aplicado	Observação
Vulnerável com Tarifa Social	PMIX (c/ Desconto)	Diferença com relação ao preço cheio PMIX + (a) + (b) coberta pela CDE.
Vulnerável sem Tarifa Social	PMIX	Necessário estabelecer critério bem definido de classificação desses consumidores.
Regularizado (combate ao furto ou à inadimplência)	PMIX + (a) + (b)	Uma parte desses consumidores poderá ser classificada como vulnerável, ficando isenta de pagar pelas margens. Para os demais, mesmo sendo “maus pagadores”, é inevitável cobrar pela margem cheia, caso contrário cria-se um “incentivo perverso” ao furto (quem é regularizado, paga menos).
Inativos após abertura de Mercado	PMIX + (a) + (b)	Deverá haver prazo máximo de permanência, após o qual o consumidor é cortado (3 meses).
Ligados a Varejistas em <i>Default</i>	PMIX + (a) + (b)	Importante manter involuntariedade com relação aos montantes associados a idas e vindas desses consumidores.

Tabela 3-4 – Alocação da margem

4 MECANISMO DE OFERTA DE PREÇOS

4.1 Fundamentos do modelo baseado em ofertas

Na regulamentação vigente, a definição de um cronograma de despacho das usinas é realizada utilizando modelos computacionais com técnicas de otimização que utilizam, como variáveis de entrada, informações técnicas de ativos de geração definidas por meio de auditorias. Estes mesmos modelos são também utilizados para determinar o valor da energia, utilizando o conceito de valor da água de usinas hidrelétricas, o qual serve como base de comparação com os custos marginais de operação de usinas termelétricas possibilitando a criação de uma curva de ordem de mérito econômico. Nestes modelos, são ainda utilizadas diversas premissas para representar as perspectivas de variáveis aleatórias (demanda, vazão, entre outros) de modo a precificar o valor da energia para o sistema em cada instante de tempo.

Além de características técnicas das usinas, questões econômicas como custo do déficit e aversão ao risco também são incorporadas nos modelos computacionais oficiais. A ideia é representar a visão do operador sobre o acionamento de recursos considerando as incertezas no momento da decisão. Portanto, é natural que exista uma divergência entre a visão centralizada do operador e as visões dos agentes. Tais divergências podem levar a custos e compromissos que não refletem, de fato, a visão da sociedade.

Entende-se que um mecanismo de oferta de preços induz a operação de ativos de geração e o correspondente preço de energia, mais alinhados à visão da sociedade.

A implementação deste mecanismo de oferta de preços requer uma redefinição do papel do operador do sistema. Nos mercados europeus, onde o modelo de *power exchange* é mais comumente adotado, o operador do sistema possui a responsabilidade de assegurar que os fluxos elétricos físicos resultantes do equilíbrio de mercado são viáveis e respeitam critérios de segurança de suprimento. Este processo é geralmente realizado através de uma *validação ex post* pelo operador do sistema de transmissão, no lugar de parte integrante da tomada de decisão de despacho e formação de preços.

Já em alguns mercados dos Estados Unidos, onde o modelo de *power pool* é mais comumente adotado, atribui-se uma maior responsabilidade ao operador, uma vez que ele é responsável por representar o conjunto de restrições operativas do sistema em um problema de otimização integrado. Este modelo “americano” por envolver uma representação mais detalhada das características físicas do sistema tem o potencial de reduzir o custo operativo total, inclusive de eventuais encargos de serviço do sistema.

Apesar do modelo *power exchange* garantir maior liberdade para a operação do sistema, o *power pool* deveria ser adotado no mercado brasileiro por integrar a visão dos agentes com as restrições físicas do sistema, reduzindo assim os custos totais de operação.

No desenho de um mecanismo de oferta de preços, a isonomia entre os agentes é um princípio fundamental a ser seguido de forma a obter maior eficiência e garantir que não haja um tratamento diferenciado aos agentes e que estes possam ofertar livremente sem que restrições não-físicas afetem a ordem de mérito econômica. Este tratamento isonômico garante aos novos agentes a possibilidade de entrarem no sistema de forma livre e competitiva.

Para que as ofertas sejam totalmente isonômicas, os agentes devem ter flexibilidade para definir suas estratégias, que estariam refletidas em suas ofertas. No entanto, quanto maior o grau de liberdade dado aos agentes para elaborarem suas ofertas, maiores as chances de eventuais arbitragens para aumento de lucros. Num mercado competitivo, essas oportunidades rapidamente desapareceriam, uma vez que os demais agentes adotariam estratégias similares. Se o número de agentes ofertantes for limitado, não há garantia de que o próprio mercado acabe com essas arbitragens.

A ocorrência de poder de mercado precisa ser considerada no desenho do mecanismo de oferta de preços. Uma possibilidade seria a implementação de ferramenta de supervisão e controle dos participantes para evitar ou mitigar os efeitos negativos à sociedade.

As ofertas de pares preço-quantidade são comumente utilizadas em mercados elétricos com oferta de preços. Os pares indicam o montante de energia e correspondente preço de compra ou venda do agente ofertante. Desta forma, os agentes podem apresentar seus custos de produção para determinadas condições operativas, que dependem do montante produzido, da tecnologia utilizada e de prêmios de risco para mitigar suas exposições financeiras.

Deve haver, por parte do formulador de políticas públicas, além da preocupação com a liberdade dos agentes, a busca pela simplicidade do mecanismo. Neste sentido, deve-se reduzir o número de segmentos da oferta dos agentes a um mínimo para assegurar uma adequada representação de suas características técnicas. Da experiência internacional, não há um consenso sobre o número de segmentos de oferta recomendados. Dependendo do mercado os agentes podem ofertar entre 3 e 50 segmentos.

O mecanismo de oferta deve garantir que os agentes consigam representar suas curvas de preço versus produção, para uma boa maior aderência com representação de aspectos técnicos de suas tecnologias. Entretanto, deve-se buscar minimizar o número de segmentos para simplificar este mecanismo.

Destaca-se que atualmente o modelo DESSEM possui uma representação por segmentos para usinas termelétricas, denominadas como *parcelas comerciais* (conforme ilustrado na tabela abaixo), similar ao que se esperaria de um mecanismo de ofertas de preço-quantidade.

Parcela Comercial da UTE Norte Fluminense	Potência (MW)	Potência (% Capacidade Total)	Custo Operativo (R\$/MWh)
NFUTNF-I	400	48.4%	81.96
NFUNF2-I	100	12.1%	93.02
NFUNF3-I	200	24.2%	177.88
NFUNF4-I	126	15.3%	437.66

Tabela 4-1 – Parcelas comerciais da UTE Norte Fluminense (janeiro de 2021)

Por fim, o desenho conceitual do modelo de oferta de preços, precisa definir quais agentes devem realizar ofertas para haver isonomia no mercado. Abaixo são apresentados os possíveis agentes que teriam o direito a submeter de ofertas de preço-quantidade.

Centrais termelétricas

Em grande parte dos mercados em que se aplica o despacho e formação de preços baseado em ofertas dos agentes, a participação termelétrica é majoritária. Neste contexto, este tipo de empreendimento seria responsável por informar os seus custos operativos e o montante total disponível de geração para cada momento do dia. Dentre todas as tecnologias, as termelétricas são talvez a tecnologia cujas restrições operativas são mais bem conhecidas. As regras para este tipo de ativo poderiam ser generalizadas, independente do combustível utilizado ou do seu CVU - embora tratamentos diferenciados possam ser introduzidos como parte do mecanismo de mitigação de poder de mercado.

Centrais renováveis não-convencionais

Embora estes ativos muitas vezes possuam custo variável unitário igual a zero (e.g. eólicas, solares, biomassa com CVU nulo, entre outras), ao se transferir a responsabilidade da definição da oferta preço-quantidade do ativo ao proprietário da usina permite-se que esforços sejam empenhados no aprimoramento da previsão de geração do parque. Uma maior acurácia da previsão de geração do ativo possivelmente resultará em menores excedentes (ou déficits) de geração frente a expectativa, implicando assim em menores perdas financeiras.

Ademais, a permissão para que estes agentes declarem preços diferentes de zero garante a incorporação de custos não considerados pelos modelos computacionais, como o custo operativo variável (O&M variável) de usinas eólicas. Supondo, por exemplo, uma eólica com O&M variável de 2 R\$/MWh. Em momentos nos quais o preço do mercado spot estiver abaixo deste valor, deveria ser possível ao agente eólico retirar sua oferta de geração, uma vez que a receita de mercado seria insuficiente para cobrir os custos de O&M do ativo.

Deve-se destacar que ao permitir que esses agentes façam ofertas de preço diferente de zero, é preciso um monitoramento contínuo de mercado para evitar manipulações de resultados.

Pequenas hidrelétricas fora do MRE

À exceção dos agentes participantes do MRE (discutidos mais adiante), os demais agentes hidrelétricos deveriam poder expressar ofertas de preço-quantidade com base em perspectivas para a energia armazenada no futuro, se conseguirem transferir energia entre etapas mensais/semanais, considerando ainda a expectativa de preços para as horas do dia. Assim, os agentes poderão estimar o valor da água em seus reservatórios, quando aplicável, e ofertar este valor no mercado de energia.

Neste caso, a transferência de responsabilidade de oferta ao agente permitirá que o uma visão coletiva da estimação de vazões de cada bacia seja transferida ao valor da água das usinas não participantes do MRE, o que tende a aumentar a eficiência da operação do sistema.

Outras tecnologias (e.g. baterias)

Outros ativos físicos que influenciam de alguma forma a programação de despacho devido a injeções ou retiradas de potência/energia no/do sistema devem exprimir seus custos e preferências por meio de ofertas preço-quantidade. A eficiência do desenho dos mecanismos está muito relacionada, conforme explicitado anteriormente, à exiguidade de barreiras para a participação de novos agentes e novas tecnologias.

Consumidores (Livres, Distribuidoras e Comercializadores Varejistas)

Atualmente a demanda energética do sistema brasileiro é representada de modo inelástico, indicando assim que o consumidor, seja ele qual for, tem preferência por consumir energia independentemente do preço praticado. Entretanto, representar a preferência dos consumidores frente aos preços da energia é uma alternativa, que vem sendo adotada em diversos países, para garantir maior flexibilidade aos operadores do sistema tanto pelo lado da oferta, como pelo lado da demanda.

Apesar da pequena participação da resposta da demanda no SEB, o que poderia sinalizar uma menor importância de incluí-la no mecanismo, a garantia da expressão da disposição a consumir energia para cada nível de preço traz benefícios para o sistema e se alinha à tendência mundial de ampliação da participação do consumidor no mercado de eletricidade.

4.2 Mecanismo de Liquidação Dupla**4.2.1 Motivação**

Apesar do mecanismo adotado para realizar as liquidações financeiras não estar intrinsecamente ligado aos modelos de despacho, este é um elemento de desenho de mercado capaz de gerar incentivos diversos aos agentes, com impactos para a eficiência de mercado. Assim, estudar a iteração entre as ofertas dos agentes e o mecanismo de liquidação faz-se necessário na avaliação dos prós e contras do modelo a ser adotado.

Atualmente no mercado brasileiro de energia adota-se um mecanismo de liquidação única – pouco usual quando comparado com outros mercados. O preço spot utilizado na liquidação é determinado no dia anterior (*ex-ante*), com base otimização do despacho utilizando as **previsões** de disponibilidade de recursos de geração e demanda, enquanto a demanda e a geração efetivamente utilizadas na liquidação é aquela medida em tempo real (*ex-post*). Ou seja, existe um descasamento entre o balanço oferta e demanda medido e o real preço da energia em cada momento do dia.

Portanto, é notável que este mecanismo de liquidação possui algumas fragilidades, que já tinham sido sinalizadas pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico em 2022, mas que elas seriam mais raramente observadas e gerenciáveis pelo operador considerando que a operação se daria de forma centralizada e em um ambiente sem ofertas. Entretanto, quando introduzido um modelo de despacho baseado em ofertas dos agentes, a estratégia de cada agente ao submeter suas ofertas pode ser influenciada pelo desenho deste mecanismo de liquidação. Como exemplo, podemos citar o caso de uma central eólica: qual o incentivo que ela teria para declarar uma oferta *ex-ante*, considerando que ao não a fazer outro recurso mais caro poderia entrar na formação de preço e que, no tempo real, ela poderia se beneficiar ao gerar e ser remunerada por um preço spot mais alto? Além de onerar o consumidor, essa estratégia implica que a programação da operação feita pelo operador para o dia seguinte deixaria de ser crível – ela passa a ser fruto das tentativas dos agentes de manipular preços, ao invés de corresponder às reais percepções dos agentes sobre as condições operativas do sistema – podendo impactar também no despacho físico efetivamente realizado.

Em resumo, no modelo de liquidação adotado atualmente no Brasil, os geradores e consumidores não têm incentivo econômico a submeter a informação mais precisa possível ao operador. Pelo contrário, agentes poderão – uma vez implementado a formação de preços por ofertas – escolher aumentar ou reduzir a sua oferta de modo a manipular preços, com a garantia de que esta ação não gerará compromissos físicos ou financeiros de entrega (ou compra) de energia.

4.2.2 Alternativas à liquidação única

Algumas alternativas à liquidação única, adotada no mercado brasileiro, são empregadas em outros mercados. Destacam-se duas: i) liquidação única com preços determinados em tempo real; e ii) liquidação dupla.

Mecanismo de liquidação única com preços determinados em tempo real

Este mecanismo funciona tal como o modelo de liquidação atual, com a diferença de que os preços de energia são determinados em base à operação em tempo real – ao invés de resultarem do programa de operação realizado no dia anterior. Isto é, após a operação real, o custo marginal naquele período é calculado e cada agente recebe (ou paga) pela quantidade gerada (ou consumida), precificada segundo este valor. Neste caso, os resultados financeiros dos agentes são integralmente determinados *ex-post*.

Destaca-se que neste caso, a programação do despacho realizada no dia anterior serve apenas como referência, sem que sejam geradas obrigações físicas ou financeiras aos agentes. Neste sentido, os agentes não têm incentivo econômico nenhum para submeter a melhor informação no momento da oferta de energia no dia anterior à operação, dado que tal decisão não afetaria sua remuneração.

Ademais, considerando que os preços são calculados *ex-post* e, portanto, estão sujeitos a todas as incertezas da operação em tempo real, estes tendem a ser mais voláteis que os preços calculados no dia anterior.

Portanto, o mecanismo de liquidação com preços determinados em tempo real além de não fornecer os incentivos necessários para que os agentes desenhem as melhores estratégias possíveis, considerando suas informações privadas, ele ainda os expõe a preços mais voláteis.

Mecanismo de liquidação dupla

Para contornar as deficiências apontadas nos dos mecanismos apresentados anteriormente e gerar incentivos a boas provisões, sugere-se a adoção de um mecanismo de liquidação dupla. A migração para este tipo de mecanismo tem sido observada em diversos mercados, como por exemplo os recentemente liberalizados Singapura e México, e objeto de estudo em alguns mercados já liberalizados há mais tempo.

Neste mecanismo os agentes podem submeter ofertas de compra ou venda de energia no dia anterior à realização do despacho (mercado de dia seguinte ou *day-ahead*). A partir destas ofertas, o operador do sistema elaborará um programa de operação para o dia seguinte, gerando assim obrigações financeiras vinculantes para os ofertantes. No dia seguinte, após a operação do sistema, as demandas e gerações reais do sistema são medidas no mercado de balanço e os geradores/consumidores são penalizados (ou remunerados) se entregarem um volume de energia menor (maior) do que o informado no dia anterior.

A Figura 4-1 apresenta uma visão esquemática do funcionamento deste mecanismo. A partir da otimização do despacho simulada pelo operador no dia anterior à operação, com base nas ofertas submetidas pelos agentes, ficam determinados o preço da energia no mercado *day-ahead* (p_{DS}) e as quantidades que cada agente deve entregar (q_{DS}). Essa programação antecipada permite que decisões operativas – como por exemplo o acionamento de uma turbina com elevado tempo de subida – sejam tomadas com a antecedência necessária. Após a realização da operação procede-se ao cálculo da receita do agente no mercado de balanço (R_{Bal}) utilizando-se o preço (p_{Bal}) e quantidade (q_{Bal}) resultante da operação real e a quantidade ofertada no dia anterior (q_{DS}).



Figura 4-1 – Esquemática do mercado com dupla liquidação.

Com o mecanismo de liquidação dupla é gerado um compromisso vinculante no mercado do dia seguinte, que é essencial para o adequado funcionamento do modelo de formação de preços por ofertas - especialmente em um contexto de aumento da participação das renováveis variáveis. Sem tal compromisso, os agentes poderiam ter incentivos para desviar da estratégia declarada no dia anterior, ou mesmo para submeter ofertas desvirtuadas gerando problemas para a previsibilidade do despacho e adequabilidade de suprimento.

Destaca-se que nenhuma alternativa de desenho estará totalmente livre de poder de mercado. É possível que mesmo após a implementação de um mecanismo de liquidação dupla existam oportunidades de manipulação de preços no mercado do dia seguinte, principalmente se não forem implementados instrumentos de mitigação de abuso de poder de mercado.

A Figura 4-2 apresenta, por fim, um esquemático dos processos de liquidação e programação da operação considerando um mecanismo de liquidação dupla.



Figura 4-2 – Esquemático dos processos de liquidação e programação da operação

4.3 Mecanismo de contas de energia e Reservatórios Virtuais

4.3.1 Motivação

Em uma eventual adoção de mecanismo de formação de preços no mercado brasileiro de energia baseado em ofertas de preço-quantidades é essencial avaliar o papel das hidrelétricas neste novo contexto. Neste projeto, utilizar-se-á o conceito de *reservatórios virtuais*, tais quais explorados na proposta de revitalização em 2022 e em outros artigos da literatura, para construir um desenho de mercado baseado em ofertas capaz de acomodar as particularidades do sistema hidrotérmico brasileiro. A principal motivação por trás da adoção de um mecanismo deste tipo é garantia a eficiência na coordenação das cascatas.

Cabe destacar que a implementação do mecanismo de reservatórios virtuais no SEB é mais complexa do que a observada em outros arranjos comerciais, como por exemplo na *Bonneville Power Administration*, devido as características do mercado brasileiro, que vão muito além da participação hidrelétrica elevada desta fonte na matriz energética. Dentre elas, destacam-se:

- O alto grau de complexidade das cascatas no SEB tanto no que diz respeito ao volume armazenável, potência instalada, quanto na diversidade de proprietários em uma mesma cascata – como ilustrado na Figura 4-3. Essa complexidade implica em elevados custos de transação nas negociações eventuais de acordos bilaterais entre agentes da mesma cascata.
- A existência prévia do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o que significa que os “direitos de propriedade” sobre a hidrelétricas e seus respectivos reservatórios hoje são definidos de forma *difusa*, isto é, ao invés de cada agente hidrelétrico arcar com os custos e benefícios de seus próprios ativos, estes são distribuídos entre um grande número de agentes. Dado que a implementação de um modelo baseado em ofertas para as hidroelétricas exige robustez no conceito de direitos de propriedade, torna-se imperativo tratar com cuidado esta alocação. No entanto, pode-se considerar que o mecanismo de reservatórios virtuais preserva os elementos suficientes do MRE atual, o que viabiliza a implementação de um modelo de ofertas sem uma ruptura muito drástica com o funcionamento atual do setor.

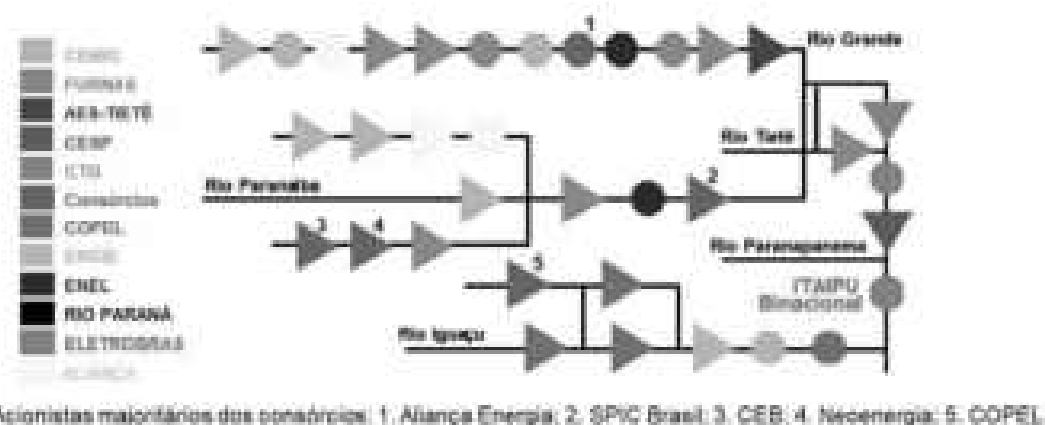


Figura 4-3 – Exemplo da divisão dos direitos de propriedade das hidrelétricas da cascata do rio Paraná, no Brasil

Destaca-se que a elevada participação hidrelétrica na matriz brasileira não seria, por si só, justificativa para a adoção do mecanismo de reservatórios virtuais. Há países, como a Colômbia, Noruega e Nova Zelândia, que têm relevante participação hidrelétrica e não adotam tal mecanismo dentro dos seus modelos baseados em ofertas para a formação de preço. No entanto, os mecanismos implementados nestes países são respaldados por direitos de propriedade³ bem-definidos, uma complexidade das cascatas relativa menor quando comparada com o caso brasileiro, e pelo próprio histórico robusto do mecanismo.

³ Para maiores detalhes sobre a separação dos direitos de propriedade consultar o Relatório 3 em <https://www.engie.com.br/inovacao/inovacao-e-pd/projetos/formacao-de-preco-por-oferta/>

4.3.2 Funcionamento base

4.3.2.1 Exemplo de funcionamento em um sistema simples

O funcionamento do mecanismo de reservatórios virtuais é bastante similar às ofertas preço-quantidade apresentadas anteriormente, com a diferença que agora cada agente j possui uma “conta de energia” v_j que reflete a máxima quantidade de energia que ele pode ofertar no mercado.

A Figura 4-4 ilustra um sistema exemplo que utilizaremos para vários exercícios ao longo do presente capítulo: há uma demanda de 1000 MW a ser atendida por três usinas geradoras: uma térmica de potência instalada “infinita” (mas um custo elevado, igual a 500 R\$/MWh) e duas hidrelétricas com reservatório, com potência instalada de 800 MW e 600 MW respectivamente. Apesar da termoelétrica e da demanda também poderem ofertar no mecanismo de ofertas, por simplicidade iremos admitir que esses parâmetros permanecem constantes.



Figura 4-4 – Sistema exemplo para ilustração do mecanismo de ofertas por reservatório virtual

Admitimos que as duas hidrelétricas têm um fator de produção constante que permite que elas produzam 1 GWh a cada hectômetro cúbico turbinado (Hm^3), e, portanto, podemos representar o volume armazenado em cada um desses reservatórios em unidades de energia. A usina 1 possui 500 Hm^3 (ou 500 GWh) armazenados e a usina 2 possui 1000 Hm^3 (ou 1000 GWh) armazenados. Nota-se que, neste caso simples em que as duas usinas possuem coeficiente de produção constante, é possível tratar unicamente do volume armazenado em unidades de energia.

Para simplificar a representação, vamos considerar que o despacho é feito para um conjunto de 1000 horas de uma só vez, para um perfil de demanda constante. Embora seja pouco realista considerar um período tão longo, isto permite a conversão imediata das unidades de MW em GWh (isto é, a demanda a ser atendida é de 1000 GWh, e a limitação da potência instalada das usinas 1 e 2 seria de gerações máximas de 800 GWh e 600 GWh respectivamente).

Supondo que neste sistema o agente 1 – proprietário dos 500 GWh armazenados no reservatório da usina 1 – escolhe ofertar em determinado momento toda a sua energia armazenada por 200 R\$/MWh, enquanto o agente 2 oferta toda a sua energia armazenada a 100 R\$/MWh. Neste caso, devido a limitação de geração da usina 2, a solução ótima para atender a demanda neste período é produzir 600 GWh com a usina 2 e 400 GWh com a usina 1, resultando assim um preço marginal de 200 R\$/MWh e volumes remanescentes de 100 GWh, para o agente 1, e 400 GWh, para o agente 2, no período seguinte. Destaca-se que os preços ofertados representam a avaliação dos agentes a respeito do *valor da água*, conceito similar ao empregado atualmente no modelo NEWAVE.

Após a liquidação de posições apresentada e antes de uma nova iteração de mercado, faz-se necessário considerar a chegada de novas afluições aos reservatórios. Para fins ilustrativos, vamos considerar que 600 Hm³ chegam à usina 1 e 200 Hm³ chegam à usina 2 e, portanto, passam a estar disponíveis para o período seguinte. Caso não houvesse o MRE, bastaria somar estas quantidades ao balanço hídrico das usinas para obter a energia disponível no período seguinte, isto é, para a usina 1 teríamos, por exemplo, 500 – 400 + 600 = 700 GWh.

No entanto, com a presença do MRE as energias afluentes não são alocadas diretamente ao proprietário de cada usina, mas sim distribuídas pelas hidroelétricas do sistema com fatores de proporcionalidade pré-definidos. Novamente, para fins ilustrativos, vamos admitir que as duas usinas possuem a mesma proporção. Portanto, o resultado final desta liquidação, ilustrado na Tabela 4-2, é que, embora no início do período apenas o agente 1 tivesse créditos de energia no reservatório virtual da usina 1 e apenas o agente 2 tivesse créditos no reservatório virtual da usina 2, ao final do período o agente 1 também detém créditos no reservatório virtual na usina 2 e o agente 2 na usina 1.



Usina				
	1	2	1	2
Agente	1	2	1	2
Notação	V_{11}	V_{12}	V_{21}	V_{22}
(A) Volume Inicial	500	0	0	1000
(B) Energia vendida	400	0	0	600
(C) Créditos afluência	300	300	100	100
Volume final: (A) – (B) + (C)	400	300	100	500

Tabela 4-2 – Resultado da liquidação no caso exemplo para cada agente e cada usina hidroelétrica

Nota-se, a partir do exemplo, que este é um mecanismo fundamentalmente baseado em ofertas, uma vez que o valor da água nos reservatórios é inteiramente determinado pelos pares preço-quantidade submetidos pelos agentes participantes do mecanismo de reservatório virtual. Portanto, a maximização de lucro dos agentes é um problema de otimização sob incerteza que envolve comparar o valor presente de vender imediatamente a sua energia alocada com o valor futuro de vender essa energia posteriormente – problema esse análogo à tomada de decisão do operador do sistema para minimização de custos. Com isto, os incentivos aos agentes ofertantes são tais que a tomada de decisão descentralizada no modelo baseado em ofertas pode ser eficiente – embora sejam necessários cuidados adicionais para garantir que o mecanismo de fato operará de forma eficiente.

Cabe ainda uma breve discussão a respeito do nível de agregação dos reservatórios. Nota-se que, em uma extensão literal do mecanismo apresentado na Tabela 4-2 para um sistema real, cada agente precisaria gerenciar um número muito grande de contas de energia de reservatório virtual – uma para cada reservatório do sistema; e potencialmente fazendo ofertas de venda diferentes para cada conta (100 R\$/MWh para a energia armazenada no reservatório 1, 120 R\$/MWh para a energia armazenada no reservatório 2, etc.). Para simplificar este processo, o operador pode tratar a energia armazenada em diferentes reservatórios virtuais como intercambiável: assim, não é necessário manter o registro de quatro alocações de energia armazenada $V_{r,b}$, energia armazenada pelo agente b no reservatório r (no exemplo da Tabela 4-2, $V_{11}=400\text{GWh}$, $V_{12}=300\text{GWh}$, $V_{21}=100\text{GWh}$, $V_{22}=500\text{GWh}$). No lugar disso, bastaria manter o registro da “energia armazenada total” alocada ao agente 1 ($V_1=V_{11}+V_{21}=500\text{GWh}$) e ao agente 2 ($V_2=V_{12}+V_{22}=800\text{GWh}$).

4.3.2.2 Estruturação do procedimento

Nota-se que, em grande parte, as ofertas de reservatório virtual são análogas às ofertas “clássicas” discutidas na seção anterior: em sua essência, são valores tipicamente definidos por meio de múltiplos pares preço-quantidade que entram na função objetivo do problema de otimização e substituem as curvas de oferta e de demanda calculadas centralizadamente em modelos baseados em custo. Nota-se que, enquanto as ofertas clássicas descrevem a função de custo presente (isto é, o custo de se produzir com determinado conjunto de geradores em determinado instante), as ofertas de reservatório virtual têm por objetivo representar a função de custo futuro. Ainda assim, as ofertas de reservatório virtual resultam liquidações financeiras (similarmente às ofertas clássicas) e compromissos vinculantes que conectam o mercado do dia seguinte e o mercado em tempo real: em muitos aspectos, os dois tipos de oferta funcionam de forma exatamente análoga.

Por outro lado, o mecanismo de reservatórios virtuais exige necessariamente a introdução de novos elementos que não estavam presentes nas ofertas clássicas. A Figura 4-5 ilustra como esses elementos se relacionam com o mecanismo de ofertas que foi desenvolvido na seção anterior.



Figura 4-5 – Visão esquemática de como as ofertas de reservatório virtual interagem com o restante do desenho de mecanismo de oferta de preços-quantidades

4.4 Mecanismos de mitigação de poder de mercado

4.4.1 Princípios chave

A implementação de um modelo de despacho a partir de ofertas dos agentes traz consigo a possibilidade do exercício de poder de mercado por parte de agentes ou grupos de agentes que se disponham a utilizar suas ofertas para manipular os preços de mercado. A capacidade destes agentes influenciarem o preço dependerá do nível de demanda do sistema, das características físicas e topológicas do sistema e do nível de concentração de mercado. Neste contexto, é de suma importância que exista um monitoramento específico em relação ao exercício deste poder de mercado por meio de controle e auditoria *ex-post*, realizados periodicamente por uma entidade independente. Tal monitoramento deve fazer parte do mercado desde o início, de forma que se houver algum período de transição ou implementação por ciclos, o monitoramento deve estar incluso logo na primeira fase.

É importante também entender quais mecanismos estariam disponíveis para a mitigação do exercício de poder de mercado além do simples monitoramento e identificação de atitudes suspeitas dos agentes. Um dos mecanismos mais comumente utilizados é a implementação de limites às ofertas dos agentes, podendo estes limites ter um valor fixado e divulgado antes da oferta ou uma regra de cálculo divulgada e um valor variável. Outro instrumento comum é a realização de testes para identificar a concentração e potencial poder de mercado dos agentes ofertantes⁴. Por fim, é possível ainda estabelecer multas e penalizações para situações em que se identifique manipulação dos preços de mercado.

Apesar de existirem todos esses instrumentos de mitigação e ação, a experiência internacional mostra que é essencial para o ente monitor de mercado estabelecer uma credibilidade com os agentes do setor. Para isso, é fundamental que haja transparência no mercado tanto em relação a dados (por meio de publicações periódicas de relatórios), quanto em termos de atuação de mitigação (regras claras e com o mínimo de interferência no mercado o possível).

Por fim, é importante que seja estabelecida e reconhecida a autoridade do monitor de mercado para que seja possível a implementação destes mecanismos de mitigação de poder de mercado. O estabelecimento desta condição e a aceitação por parte do agente deve ser pré-requisito para que este possa participar no mercado atacadista.

4.4.2 Limites às ofertas preço-quantidade horárias

Grande parte dos mercados atacadistas de eletricidade impõe algum tipo de limite às ofertas de preço que podem ser submetidas no mercado de curto prazo. Este costuma ser um método eficaz contra o exercício de poder de mercado, mas algumas considerações sobre essa alternativa devem ser ressaltadas: (i) este limite deve ser amplo o suficiente para que haja incentivos corretos aos agentes para participar deste mercado; (ii) estes limites podem ser fixos ou dependentes das condições de mercado, e (iii) os limites às ofertas são separados dos limites de preço.

⁴ Esse mecanismo foi discutido na Seção 3.2.3 do Relatório 4 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”.

Um possível problema associado a limitação das ofertas é a existência de geradores com custo variável de operação superior ao limite determinado, o que inviabilizaria a disponibilização da sua energia ao mercado. Apesar de, em tese, os limites deverem ser superiores ao maior custo variável, isso nem sempre acontece, seja pela metodologia, seja pela atualização dos dados. Uma solução comum é permitir o pagamento de complementos caso o gerador comprove que seus custos não foram recuperados.

Uma proposta para o limite da oferta seria criar um custo de referência sistêmico, similar ao PLD máximo atual, calculado com base na térmica a gás mais cara do sistema – RefTerm. Assim, os limites de oferta seriam calculados com base nessa referência e mudariam de acordo com a tecnologia da usina:

- *Renováveis e hidroelétricas não participantes dos Reservatórios Virtuais*: Oferta limitada entre 0 e RefTerm.
- *Térmicos*: Oferta limitada à faixa entre 0 e o valor máximo entre RefTerm e 130% do custo variável da usina⁵.
- *Hidroelétricas participantes dos Reservatórios Virtuais*: Detalhado a seguir.

Limites às ofertas preço-quantidade de reservatório virtual

O tratamento dado às hidrelétricas participantes do esquema de reservatório virtual deve ser diferenciado, uma vez que seu custo é definido pelo custo de oportunidade de armazenar água em seus reservatórios (*valor da água*). Assim, o valor de referência para a oferta do agente deve ser calculado com base na curva de valor da água calculada pelo ONS.

No entanto, é fundamental possibilitar uma certa flexibilidade para a oferta do agente, caso contrário permaneceríamos em um modelo de oferta de custos. Logo, com base na curva de referência descrita acima, sugere-se aplicar faixas percentuais em que a oferta do agente poderia variar. Essas faixas devem variar de acordo com a importância do agente, medida por meio da sua participação no reservatório virtual. Ou seja, quanto maior a importância, maior o poder de influência desse agente e, portanto, mais restrita deve ser a faixa. Por outro lado, agentes com participações pequenas podem ter limites bastante amplos, como apresentado na Figura 4-6. Desta forma é possível evitar que os agentes exerçam poder de mercado, mas mantém-se a flexibilidade do modelo de oferta de preços.



Figura 4-6 – Exemplo de faixas de limite de ofertas de reservatório com grande e pequena participação no reservatório virtual

⁵ O multiplicador de “1.3” foi selecionado por já ser utilizado atualmente para questões de redespacho de usinas, o que poderia facilitar a sua aceitação por parte dos agentes do mercado.

Finalmente, vale salientar que as ofertas de reservatório virtual também poderiam estar sujeitas a um limite mínimo de preços, especialmente em situações hidrológicas desfavoráveis⁶.

Outras práticas de mitigação de poder de mercado

Além dos limites impostos às próprias ofertas preço-quantidade dos agentes, apresentada acima, há duas outras práticas que podem ser entendidas como mecanismos de mitigação de poder de mercado: (i) restrição operativa térmica; e (ii) encargos⁷.

4.4.3 Atividade de monitoramento de mercado

Um dos primeiros aspectos para a atividade de monitoramento do mercado é a definição do agente que ficará responsável pelo monitoramento. Assim, é de suma importância que o monitor de mercado seja uma entidade com independência e liberdade suficiente para apontar qualquer erro ou problema que identifique ao longo do processo de monitoramento. No entanto, quando se avalia a experiência internacional, observa-se pouco consenso com relação à adoção de um monitor interno ou externo.

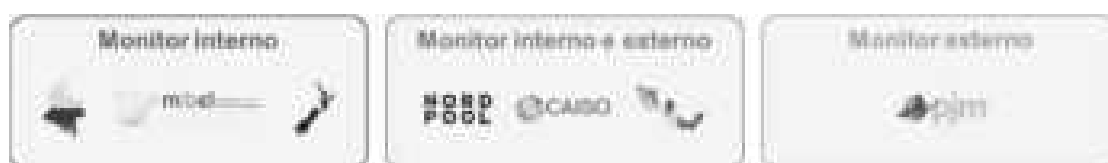


Figura 4-7 – Monitores em diferentes mercados

Um dos principais benefícios do monitor interno é o fácil acesso à informação e aos dados do mercado, devido a sua relação estreita com o operador, o que facilita bastante a atividade de monitoramento e a torna mais ágil e dinâmica. Além disso, essa solução evita a contratação de um terceiro, o que tem um custo de transação considerável. Outro aspecto positivo desta alternativa é a redução do risco de vazamento de informações sigilosas. No entanto, mesmo que seja estabelecido como um departamento ou até mesmo empresa independente, é comum que na prática haja pressão de outras empresas ou organizações que estão acima em hierarquia para não publicar alguma informação ou crítica.

O monitor externo, por sua vez, é uma fonte por definição independente de qualquer entidade do setor, o que lhe dá maior liberdade para manifestação – reduzindo significativamente a probabilidade de problemas como o mencionado acima de pressão de outras empresas ou organizações. Ainda relacionado a isso, a adoção de um monitor externo reduz a influência do operador e/ou regulador nos resultados da atividade de monitoramento. Com relação aos custos, apesar de existir o custo de contratação de uma empresa terceirizada, não há o gasto de estruturar uma empresa ou departamento para a função de monitoramento – que pode ser relevante. Finalmente, deve-se ter uma política rigorosa para manter a segurança dos dados, mas isso se reflete também em uma maior burocracia e dificuldade em acessar os dados do mercado – o que, por sua vez, torna o processo mais lento e menos dinâmico.

⁶ Esse mecanismo foi discutido na Seção 3.2.3 do Relatório 6 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”

⁷ Esses dois mecanismos foram discutidos na Seção 2.2 e no Capítulo 5 do Relatório 6 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”

Uma opção interessante, com implementações observadas na experiência internacional, é a existência de dois monitores de mercado, um monitor interno e um monitor externo. A combinação de um monitor interno e um externo une o melhor das duas alternativas, e equilibra a desvantagem de influência e acesso a dados. Por outro lado, traz um custo maior para o sistema. Nesses tipos de implementação, usualmente o monitor interno fica encarregado pelo monitoramento mais relacionado às atividades diárias (mais dinâmicas) do mercado, avaliando o seu funcionamento, validando as ofertas dos agentes, garantindo que as regras estão sendo respeitadas, entre outros aspectos. O monitor externo, por sua vez, usualmente fica responsável por uma análise mais estrutural do mercado, avaliando taxas de concentração de mercado, avaliando o desempenho dos principais resultados e indicadores, e investigando eventos suspeitos.

Pelos benefícios destacados acima, o passo inicial seria o de criação de um monitor interno de mercado. Apesar de observarmos na experiência internacional alguns casos em que o monitor está ligado ao regulador ou ao Ministério, o mais natural é que o monitor (especialmente o interno) esteja ligado ao operador. Dessa forma, o acesso aos dados de mercado e o monitoramento das ofertas torna-se mais fácil e ágil. Assim, em princípio, caberia à CCEE a atividade de monitoramento do mercado. Para tal, seria necessário a estruturação de um departamento independente responsável pela atividade. No entanto, pode ser interessante a contratação de monitor externo também, responsável por uma análise estrutural e mais geral do mercado.

As principais análises e achados do(s) monitor(es) devem ser divulgados através de relatórios periódicos, aos quais todos os agentes do mercado devem ter acesso. Essa é uma prática extremamente comum, adotada em todos os mercados analisados na experiência internacional. Os relatórios ligados ao funcionamento do mercado (principais resultados, ofertas dos agentes, balanço oferta-demanda, etc) devem ter uma periodicidade mais alta – tipicamente, trimestrais. Além desses relatórios, é interessante que seja publicado anualmente um relatório mais extenso e detalhado, que aborde não apenas o funcionamento do mercado no dia-a-dia, mas também questões estruturais, análises de concentração de mercado, investigação de situações suspeitas e resumo de penalizações aplicadas ao longo do ano. Além disso, informações básicas – mais cruas, sem necessidade de elaboração de um relatório – sobre o mercado, incluindo as ofertas dos agentes, o balanço final e os principais resultados devem ser divulgados o mais breve possível (idealmente em até 1 semana depois da operação).

É interessante que os dados sejam nominais – apesar de possivelmente causar alguma manifestação contrária dos agentes – por questões de transparência, além de permitir que terceiros realizem também análises de desempenho de mercado. No entanto, isso em geral traz à tona o argumento de que os agentes poderiam usar essas informações para coordenar suas ações e aumentar os preços de mercado por meio de sofisticados esquemas de conluio tácito. É importante ter em mente que ações coordenadas para aumentar os preços de mercado são ilegais. Ainda assim, é possível usar um tempo de publicação intermediário ou até mesmo divulgar de imediato dados anônimos e após um período maior (1 mês, por exemplo) divulgar os dados nominais.

Finalmente, um aspecto de suma importância é garantir ao monitor de mercado vias de penalização para as atividades em que julgar que houve manipulação do mercado ou desrespeito a alguma regra. Essa via pode ser tanto dar direto ao monitor poder sancionador, pode ser simplesmente divulgar a informação e permitir que outra entidade penalize de fato (como o regulador ou o operador), ou ainda garantir a possibilidade de abrir um processo ou uma investigação oficial (que possa resultar em penalização). Alguns experts do setor argumentam que o monitor deve ter função puramente informativa, de maneira que não construa laços e relações que possam enviesar seus achados. Por outro lado, pela revisão da experiência internacional, observamos que não é incomum fornecer esse poder ao monitor.

Os tipos de penalização podem variar (multa, sobrescrever a oferta, descarte da oferta, afastamento temporário do mercado, entre outros) e o poder sancionador do monitor pode ser restrito também a alguns níveis de punição. Um ponto essencial, no entanto, é garantir que as penalidades associadas a qualquer violação das regras do mercado sejam superiores aos danos causados ao mercado e aos benefícios que o participante recebe ao violar essa regra do mercado – caso contrário, haverá um estímulo para que as regras sejam violadas. Em outras palavras, a regra de penalização deve dar o incentivo correto aos agentes, que é sinalizar que obedecer às regras do mercado é o que maximiza seu lucro unilateral.

5 SIMULAÇÃO DO MECANISMO DE OFERTA DE PREÇOS

A partir do desenho conceitual do mecanismo de oferta de preços apresentado no Capítulo 4 a PSR realizou simulações com o objetivo de comparar os resultados de um desenho de mercado em que os preços resultam de um mecanismo de ofertas dos agentes com o desenho atual, com preços iguais a custos marginais de um modelo que minimiza o custo de operação do sistema.

5.1 Modelo de equilíbrio de mercado

A metodologia para emular o equilíbrio de mercado é essencialmente iterativa: (i) calcula-se um problema de maximização de lucro para cada agente participante do mercado⁸; e (ii) recalculam-se os preços de equilíbrio do sistema através de um problema de *market clearing* (fechamento de mercado), que agrega as estratégias de oferta de todos os agentes individuais. Esse procedimento é então repetido em cada iteração k de processo de busca das condições de equilíbrio de Nash, até atingir o critério de convergência, quando encontra-se um conjunto de preços que não incentivaria nenhum dos agentes a mudar de estratégia.

Como ilustra a Figura 5-1, esse procedimento iterativo é realizado ao longo de uma série de módulos computacionais envolvendo problemas de otimização para os agentes e processos iterativos por iteração da programação dinâmica dual estocástica (PDDE). Percebe-se que o equilíbrio de Nash com múltiplos períodos e agentes é computacionalmente custoso, o que motiva a elaboração de uma estratégia de representação simplificada, descrita a seguir.

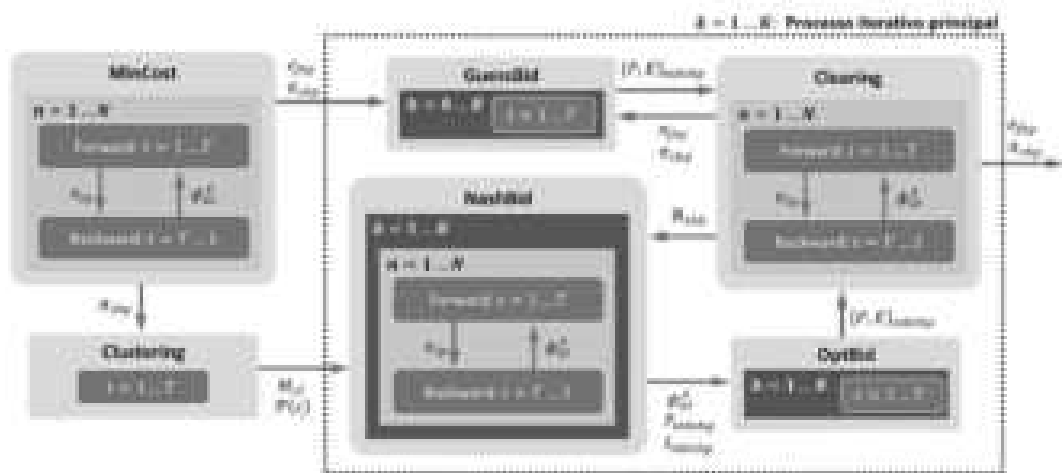


Figura 5-1 – Visão geral dos submódulos que compõem o OptNash

A Tabela 5-1 apresenta uma visão alternativa dos processos que compõem o modelo de equilíbrio de Nash, destacando essencialmente a informação da Figura 5-1, com a vantagem de permitir uma comparação mais direta entre os processos.

⁸ Este problema é detalhado na Seção 2.3.4 do Relatório 11 do "P&D ANEEL PD-00403-0050/2020".

Processo	Principais resultados (<i>inputs</i> de outros processos)	Chamada iterativa?	Iterações PDDE?	1 problema por agente?
MinCost	Estimativa de preços π e geração e por ativo	Não	Sim	Não
Clustering	Probabilidade de transição entre clusters M , alocação de séries forward $p \in \mathcal{P}$ a um cluster	Não	Não	Não
GuessBid	Ofertas preço-quantidade por agente e para os ativos tomadores de preço P, E	Sim	Não	Não ⁹
Clearing	Função receita para cada agente em função da quantidade ofertada: \mathbb{R}	Sim	Sim	Não
NashBid	Parâmetros da função de custo futuro ϕ , preço de oferta P , indicadora de aceite de oferta \mathbb{I}	Sim	Sim	Sim
OptBid	Ofertas preço-quantidade por agente P, E	Sim	Não	Sim

Tabela 5-1 – Quadro comparativo dos submódulos

5.1.1 Descrição de cada módulos

As subseções a seguir apresentam as principais características de cada módulo que compõe o modelo de equilíbrio de mercado denominado OptNash.

5.1.1.1 Problema de minimização de custo (“MinCost”)

Este primeiro módulo é responsável pela geração de um *conjunto de dados de entrada* representativo para a simulação do equilíbrio de mercado. A ideia é que estes dados de entrada (e.g. geração, preço, etc.) possuam a dimensão necessária para modelar todo o espaço que será explorado pelo OpNash. Por exemplo, devem conter informação para cada período do horizonte de simulação $t \in T$, para cada intervalo de tempo $h \in H$, e cada cenário $q \in Q$.

⁹ Nota-se que GuessBid é o único módulo que não envolve a construção de um problema de otimização. Além disso, embora nesta tabela tenha sido enfatizado o uso do Guessbid ao longo das iterações, ele também é utilizado na etapa de inicialização com uma chamada por agente.

5.1.1.2 Construção dos clusters e distribuição de probabilidades (“Clustering”)

Para o problema de maximização do lucro dos agentes torna-se relevante a representação da estocasticidade dos preços futuros. No entanto, a forma como estes preços são representados na função objetivo do problema de otimização implica que a PDDE “padrão” não consegue diretamente incorporar o efeito da dependência temporal destas variáveis aleatórias na função de custo futuro do problema. Uma solução comum é emular a evolução das variáveis de preço a partir de cadeias de Markov.

A metodologia de clusterização do modelo OptNash utiliza dados do problema de minimização de custo para identificar os clusters. Mais precisamente, são utilizados resultados de PLD para identificar “distâncias”, sendo os clusters definidos de modo a minimizar as distâncias dentro do cluster. Uma vez que cada série é associada a um cluster em determinado período de forma independente, esta informação de alocação pode ser utilizada para estimar a matriz de probabilidades de transição M_{ct} .

5.1.1.3 Inicialização de *wizard* de oferta (“GuessBid”)

O GuessBid é responsável por converter um dado de preço e quantidade em uma *curva de oferta preço-quantidade* utilizando um procedimento simples. Não há nenhum processo iterativo nesta etapa ou problema de otimização. Essa “conversão” se dá por meio da aplicação de três parâmetros de *markup*, dois associados ao preço e um às quantidades, conforme ilustrado na Figura 5-2.

Como mencionado, o ponto de partida para a aplicação do GuessBid é um par preço-quantidade, que pode ser interpretado como um único patamar de uma curva de oferta. A quantidade do primeiro segmento de oferta construído pelo GuessBid é sempre igual à quantidade de referência Q , enquanto o preço é determinado pelo preço de referência P acrescido de um markup r_{p1} . A quantidade ofertada no segundo patamar é determinada pelo parâmetro r_q , enquanto o preço deste patamar é dado pela combinação dos markups r_{p1} e r_{p2} .

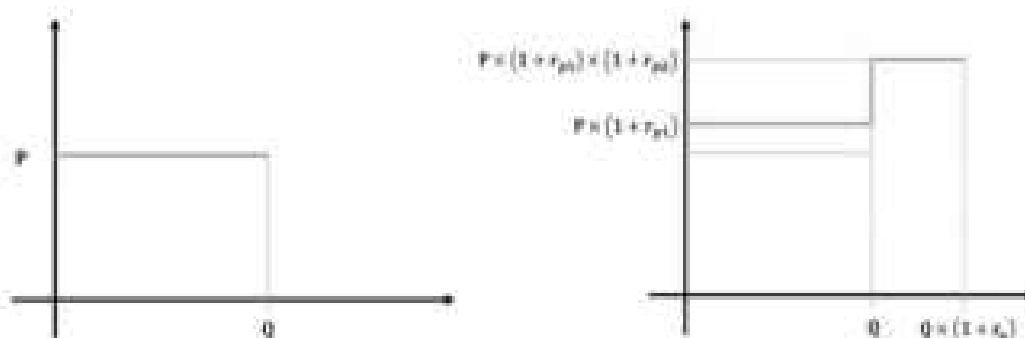


Figura 5-2 – Representação ilustrativa da curva de oferta construída pelo GuessBid

No processo iterativo do OptNash, o GuessBid é utilizado em dois momentos: (i) na “iteração zero” quando são obtidos os conjuntos de preço-quantidade por agente, que podem ser utilizados na etapa de fechamento de mercado; e (ii) em todas as iterações para os agentes tomadores de preço.

5.1.1.4 Fechamento de mercado e liquidação (“Clearing”)

Uma vez que a estratégia de oferta dos agentes tenha sido sintetizada em uma curva de preços e quantidades, seria possível para o operador central abstrair toda e qualquer representação intertemporal da operação do sistema e solucionar unicamente o problema intratemporal cujos dados de entrada são os preços e quantidades de cada agente. Isto seria possível porque em tese toda a complexidade associada ao problema intertemporal já teria sido internalizada nas estratégias de oferta dos agentes.

Na prática, entretanto, a realização de um *Clearing* simplificado com estas características requereria que toda decisão intertemporal coubesse aos agentes formadores de preço. No entanto, conforme discutido anteriormente, é de se esperar que de modo geral uma parcela significativa da capacidade de armazenamento do sistema esteja em mãos de agentes pulverizados, para os quais o custo computacional de se representar explicitamente a sua estratégia não se justificaria.

Portanto, no modelo de equilíbrio é realizado um fechamento de mercado “dinâmico”, e, que a representação de todos os ativos não alocados a nenhum agente explícito é incorporada e representada como uma minimização de custos clássica¹⁰.

5.1.1.5 Otimização do lucro intertemporal dos agentes (“NashBid”)

O NashBid é um dos principais submódulos que compõe o modelo de equilíbrio de mercado, sendo responsável por solucionar o problema de maximização de lucro intertemporal dos agentes detentores de hidrelétricas com reservatório. Neste submódulo as curvas de oferta dos demais agentes (já incorporando implicitamente qualquer informação de intertemporalidade) são combinadas com a demanda a ser atendida, propiciando assim ao agente a possibilidade de estimar o preço de equilíbrio em cada cenário em função da quantidade que ele mesmo ofertará. A Figura 5-3 ilustra esse procedimento.

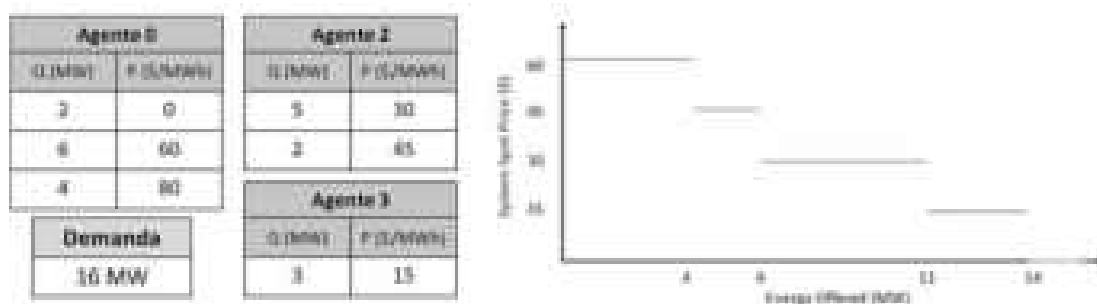


Figura 5-3 – Esquemático ilustrativo do procedimento de estimativa do preço de equilíbrio em função da oferta do agente 1

¹⁰ A formulação matemática utilizada no Clearing é detalhada na Seção 3.3.5 do Relatório 11 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”.

Nota-se que a curva é construída a partir da oferta de todos os demais agentes que não o Agente 1. Caso ele decida não ofertar nenhuma quantidade de energia, a demanda seria plenamente atendida pelos demais agentes e o preço resultante seria de 60 R\$/MWh. À medida em que a quantidade ofertada pelo Agente 1 aumenta, mais ofertas são deslocadas, o que permite construir a curva apresentada do lado direito da Figura 5-3.

No entanto, quando se tenta construir uma curva para a receita do Agente 1 com base na curva de preços da Figura 5-3, chega-se a uma representação fortemente não convexa, o que dificulta a aplicação de técnicas de PDE para a otimização intertemporal. Para contornar este problema, é apresentada uma alternativa na Seção 3.3.5 do Relatório 11 do P&D ANEEL PD-00403-0050/2020.

5.1.1.6 Ofertas preço-quantidade (“OptBid”)

O objetivo deste módulo é converter as preferências intertemporais, resultantes do NashBid, novamente em curvas preço-quantidade capazes de sintetizarem as estratégias dos agentes formadores de preço para que possam ser usados como insumo para os módulos de Clearing e NashBid de iterações seguintes. O procedimento para isso pode ser dividido em duas etapas: (i) determina-se o número de patamares que se deseja criar e os níveis de preços “candidatos” P_m para cada um deles; (ii) determina-se a quantidades ofertadas E_m por meio de um problema de otimização.

Para o passo (i) acima, decidiu-se por construir um número relativamente grande de patamares de preços candidatos, correspondentes ao custo variável de usina térmicas do sistema e todos os valores de preço de equilíbrio obtidos na etapa de Clearing da iteração anterior. Assim, existe alto grau de flexibilidade na construção da curva de oferta dos agentes.

Para o passo (ii) resolve-se um problema de maximização de lucro sob-incerteza em que a principal variável de decisão é a quantidade a ser ofertada. Em particular, a característica intertemporal do problema é representada de acordo com a representação alcançada na última iteração do NashBid, de modo que o OptBid envolve a representação de um único problema de otimização para cada etapa e para cada agente.

As decisões de aceite ou não das ofertas dos agentes são dadas integralmente pelos preços de equilíbrio obtidos na simulação de fechamento de mercado (*market clearing*), realizada antes do OptBid. Isto é, para determinar a quantidade vendida pelo agente ofertante em determinado segmento, basta comparar o preço de oferta do segmento em questão com o preço de equilíbrio. Se o preço de oferta for inferior ao preço de equilíbrio, é vantajoso para o operador central aceitá-la e, portanto, a quantidade aceita é igual à quantidade total ofertada. Caso contrário, a quantidade vendida será igual a zero¹¹.

5.1.2 Paradigmas da representação

As seções seguintes discutem os principais paradigmas de representação do OptNash.

¹¹ Uma discussão mais aprofundada sobre outras incertezas consideradas no OptBid pode ser encontrada na Seção 3.3.6 do Relatório 11 do “P&D ANEEL PD-00403-0050/2020”.

5.1.2.1 Reservatórios agregados

Conforme apresentado na seção 4.3, a implementação do mecanismo de formação de preços por oferta no Brasil possui um ponto de grande complexidade que é participação de muitas hidrelétricas de muitos proprietários nas cascatas do sistema. A solução apresentada neste relatório - considerada a mais adequada à problemática dos direitos de propriedade, questão fundamental em um mercado por ofertas - propõe a segmentação do Brasil em 4 reservatórios virtuais, um para cada submercado. Desta forma, a cada período de liquidação, as afluências físicas às hidrelétricas do sistema são convertidas em afluências “virtuais” de energia associadas a cada submercado e, posteriormente, repartidas entre os agentes de mercado de acordo com as cotas de geração hidrelétrica que estes possuem – forma análoga a já realizada atualmente no MRE. Desta forma, cada agente pode submeter ofertas para a venda desta energia “virtual” armazenada – de modo que, a cada período de liquidação, a quantidade de créditos de reservatório virtual do referido ofertante deve resultar do saldo da liquidação do período anterior somado aos créditos de afluência obtidos no período de referência e subtraídos do montante de energia vendida na liquidação de mercado.

Para representar a proposta de segmentação do sistema em reservatórios virtuais, o OptNash agrega o potencial hidrelétrico total de cada subsistema definido na base de dados do modelo em usinas equivalentes para cada submercado e cada proprietário. Assim, cada um dos ofertantes considerados em determinada simulação de mercado terá uma usina hidrelétrica representativa em cada submercado, com um potencial de geração equivalente à quantidade de créditos de reservatório virtual que este agente teria em um mercado por ofertas.

Nota-se que, implicitamente, esta representação considera que não haveria nenhuma discrepância entre a operação física e a operação virtual do sistema, de modo que a representação dos reservatórios virtuais (associados a proprietários e submercados) é suficiente para representar a evolução do sistema. Esta simplificação é análoga àquela feita pelo NEWAVE com a representação de reservatórios equivalentes por submercado. Considerando o custo computacional de se realizar o cálculo exato das quantidades de armazenamento físico e virtual, e os incentivos construídos para o desenho proposto para o mecanismo de reservatórios virtuais, considerou-se esta uma aproximação adequada.

5.1.2.2 Agentes formadores de preço e tomadores de preço

Diferentemente da lógica de formação de preços baseada em custos, um mercado despacho por ofertas preço-quantidade pode gerar incentivos distintos aos agentes, uma vez que os preços de equilíbrio dependem diretamente das decisões individuais acerca das ofertas. Isto posto, é intuitivo supor que agentes que possuam *share* relevante no mercado consigam ter maior influência sobre os preços spot, isto é, eles otimizam a sua oferta de modo que o seu lucro máximo seja compatível com o melhor *tradeoff* entre a redução da quantidade comercializada com preços mais elevados e a receita marginal maior por unidade de energia vendida. De forma diversa, é possível afirmar que os agentes muito pequenos possuem pouquíssima capacidade de influenciar os preços de mercado. Por isso, a estratégia ótima deles é simplesmente ofertar seus verdadeiros custos de produção.

Com base nestas características, pode-se referir aos agentes capazes de influenciar os preços como *formadores de preços (price makers)*, enquanto aqueles que não possuem poder de barganha suficiente para alterar ofertas em termos de preços e quantidade são chamados de tomadores de preços (*price takers*). Destaca-se que seria possível, sem que houvesse perda de generalidade, a representação de todos os agentes como potencialmente formadores de preço. No entanto, isso levaria a dificuldades em termos de tempo computacional para o processamento do equilíbrio de mercado, visto que, de uma forma geral, pode haver um número muito grande de pequenos agentes em determinado sistema. Conseqüentemente, a representação de alguns agentes *formadores de preço* não necessariamente implica que eles sejam capazes de exercer poder de mercado. Em vez disso, eles têm o potencial de oferta estrategicamente. A representação de um ou mais agentes *formadores de preço* pode ser usada, por exemplo, para validar que determinada condição de mercado é próxima de uma situação de competição perfeita – caso a capacidade dos agentes em influenciar preços e assim extrair rendas mais altas seja limitada.

5.1.2.3 Liquidação dupla

Conforme explorado na Seção 4.2 deste relatório, visando adaptar a nova proposta de liquidação para um mercado com formação de preços por oferta, recomendou-se a implementação de um modelo de dupla liquidação. Neste modelo, os agentes realizam as ofertas de compra e venda de energia no dia anterior, com compromisso vinculante, e são penalizados (ou beneficiados) com uma segunda liquidação, realizada após o despacho, de acordo com a aderência ou não entre as previsões e o balanço (geração e consumo) observado em tempo real. Por isso, este modelo de liquidação é considerado no cálculo do equilíbrio de mercado.

5.2 Análises comparativas entre os dois modelos de formação de preço

Nesta seção serão apresentados alguns resultados obtidos da simulação do despacho do sistema considerando os dois modelos de formação de preço e, ao final, serão comparados de forma a embasar uma avaliação comparativa entre eles. Portanto, serão utilizados o modelo SDDP para o despacho por custo e o modelo OptNash para o despacho por oferta.

Para que seja de mais fácil compreensão do leitor, nestas simulações será utilizado o plano de expansão explorado no Relatório 4, ajustando-o de acordo com os paradigmas da representação do sistema, conforme apresentado na Seção 5.1.2 deste relatório.

Para fins de notação, a simulação do despacho centralizado por custos auditados será referido como “*MinCost*”, enquanto o a simulação do despacho centralizado por oferta de preços será referido como “*OfPreco*”.

5.2.1 Premissas utilizadas nas simulações

5.2.1.1 Representação da aversão ao risco do sistema

Como é de conhecimento comum, atualmente utiliza-se uma ponderação entre o CVaR e o valor esperado do custo de operação para o planejamento da operação do sistema, realizado com base em custos auditados. No entanto, ao migrar para o sistema de oferta de preços-quantidade, a aversão ao risco de cada agente estará internalizada nas suas ofertas, cabendo ao operador apenas simular uma otimização de minimização de custos esperados com base nas ofertas para determinar o despacho, conforme amplamente discutido neste relatório.

Portanto, para que seja possível comparar os resultados obtidos nos dois modelos de despacho, optou-se neste trabalho por realizar uma representação equivalente do perfil de aversão ao risco do operador no despacho por custos. Segundo (Gabriel *et al*)¹² é possível obter uma representação equivalente do planejamento da operação com o CVaR ao se modificar o valor do custo de déficit e adotar apenas o valor esperado na função objetivo do problema de minimização de custos. Segundo explorado pelo autor, as simulações realizadas considerando o multiplicador 8x aplicado ao custo de déficit do sistema resultaram em uma representação similar a obtida com o CVaR na função objetivo do problema. Assim, para que sejam mais bem comparados os resultados destas simulações (preço por custo x preço por oferta), optou-se por adotar o valor em ambos os casos e remover o CVaR da função objetivo do problema.

5.2.1.2 Agentes formadores de preço (*price makers*)

Conforme explorado na seção 5.1.2.2 os agentes podem ser classificados como formadores de preço (*price makers*) ou tomadores de preço (*price takers*). Considerando a solução de compromisso, abordada na seção 5.1.2, propõem-se a representação explícita apenas dos *players* com maior participação hidroelétrica (top 3) – os demais serão considerados *price takers* no problema do equilíbrio de mercado. A Figura 5-4 ilustra a participação dos sete maiores detentores do potencial hidrelétrico por subsistema. Assim, no caso simulado serão considerados como *price makers* a Eletrobrás (Agente 1), Engie (Agente 2) e Cemig (Agente 3).

Destaca-se que, assim como mencionado anteriormente, o fato destes agentes serem *price makers* apenas representa que eles podem otimizar a sua estratégia de oferta de acordo, mas não implica em exercício de poder de mercado (manipulação dos preços *spot*).

¹² G. Cunha. “A Coherent Construction Of Objective Functions Applied To The Operation Of Hydrothermal Systems: A Study On Risk Aversion And Time Preferences”. Master’s thesis. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

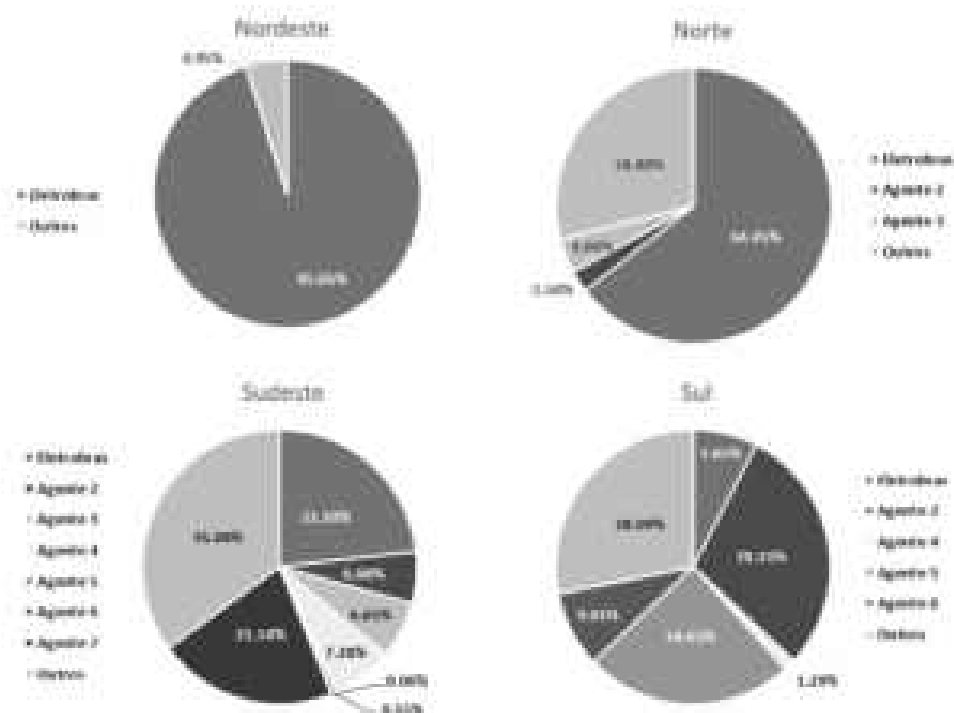


Figura 5-4 – Alocação do potencial hidrelétrico com divisão variável entre subsistemas

5.2.1.3 Elasticidade da demanda ao preço

Atualmente o modelo de despacho centralizado por custos considera que toda a demanda do sistema é inelástica ao preço. No entanto, conforme explorado ao longo deste relatório, no modelo proposto de despacho por oferta de preço-quantidade a demanda é também responsável por fazer suas ofertas de modo a representar a sua disposição a pagar para consumir energia elétrica.

Entretanto, a determinação desta relação entre preço-quantidade para a demanda é de difícil quantificação e algumas metodologias vem sendo utilizadas na literatura para representação da preferência dos consumidores, como a trazida no PDE 2030 pela própria EPE. Nela é feita uma avaliação sobre o custo-benefício do corte de carga ao se considerar o *tradeoff* entre produzir ou não alumínio¹³. No entanto, entendemos que essa abordagem é muito restrita ao considerar somente a produção de alumínio como potencial ofertante de redução de demanda.

¹³ Nesta avaliação é considerado todo o custo fixo e variável da produção de alumínio e preços de venda para tentar estimar a receita da planta e qual seria a disposição do produtor a receber para interrupção da produção desta matéria prima.

Por isso, nesta simulação optou-se por considerar que as seguintes classes de consumidores estariam dispostas a aceitar uma redução no seu consumo: (i) Extração de Minerais Metálicos; (ii) Madeira, Papel e Celulose; (iii) Metalurgia e Produtos de Metal; (iv) Minerais não-metálicos; e (v) Manufaturados diversos. A partir desta definição, obteve-se a participação do consumo destas classes dentro da demanda de cada subsistema em 2021 (utilizando os dados de medição da CCEE, divulgados no relatório InfoMercado Dados Individuais 2021). Para as demais classes de consumo manteve-se o custo de déficit como o custo de oportunidade, uma vez que há uma tendência de menor elasticidade ao preço para interrupção do fornecimento de energia elétrica.

% Redução	SA	SUDESTE	NORTE	SUDESTE	TOTAL
10%	100	40	110	70	320
20%	100	40	110	70	320
30%	200	80	200	140	620
Total	400	160	420	280	1260
% da carga do sistema	3,3%	1,3%	3,4%	2,3%	10,3%

Tabela 5-2 - Percentual do consumo de energia com disposição a interrupção de fornecimento

Resta, no entanto, definir por qual preço estes consumidores estariam dispostos a reduzir a sua demanda, interrompendo assim as suas produções. Para isso, foram definidos três patamares de preço para os quais estes consumidores reduziriam 10%, 20% e 30% do seu consumo (o próximo patamar seria o custo de déficit). E o preço para cada um destes patamares foi calculado com base no CVU de uma térmica marginal do sistema (gás natural a ciclo aberto – GN CA) da seguinte forma:

- Redução de 10% do consumo → 85% do CVU da GN CA ~ 485 R\$/MWh;
- Redução de 20% do consumo → 140% do CVU da GN CA ~ 700 R\$/MWh;
- Redução de 30% do consumo → 200% do CVU da GN CA ~ 1000 R\$/MWh.

5.2.2 Mercado com competição perfeita

Nesta primeira simulação será considerado que o mercado de energia brasileiro é completo, isto é, existe uma grande oferta de produtores e consumidores e os maiores produtores não consegue exercer nenhum tipo de abuso de poder de mercado com vistas a manipular os preços praticados. Assim, apesar da simulação do caso “OfPreco” possuir a representação dos três agentes *price makers*, será considerado que eles não exercem seu poder de mercado.

Sob a ótica de simulação de longo prazo, esta é uma premissa realista, especialmente se considerarmos a presença de um monitor de mercado atuante e com independência suficiente para punir eventuais movimentos de abuso de poder de mercado.

A seguir serão avaliados os principais resultados obtidos nas duas simulações, que servirão de embasamento para a comparação entre os dois modelos

Custo operativo

O primeiro resultado a ser analisado é o custo operativo (CO) de cada plano de operação. O custo operativo é calculado como a soma do custo operativo térmico, do custo de déficit e das penalidades. A Figura 5-5 apresenta a evolução deste resultado em cada ano do horizonte de análise. É possível notar que o CO do caso “MinCost” é mais elevado na maior parte dos anos analisados quando comparado com o caso “OfPreco”. Em termos médios, o caso “MinCost” tem custo operativo de R\$ 19,6 bilhões/ano, enquanto o CO do caso “OfPreco” é R\$ 17,9 /ano – cerca de 1,7 bilhões de diferença entre os dois casos.

A justificativa para tal discrepância está principalmente na incorporação das mudanças do regime hidrológico (discutidas no Relatório 3 e 4) na oferta dos agentes no caso “OfPreco”. Isto é, diferentemente do caso “MinCost” em que o operador é míope a estas mudanças no momento do cálculo da política operativa, no caso “OfPreco” este novo paradigma do regime hidrológico já estaria incorporado na oferta dos agentes, possibilitando, portanto, uma operação antecipativa, reduzindo assim sobrecustos na operação real. Além disto, no caso “OfPreco” a participação da demanda na redução de consumo nos momentos críticos para o sistema, cobrando por isso um valor muito inferior ao Custo de Déficit, ajuda na redução do custo operativo total, tornando a operação menos custosa para o sistema.

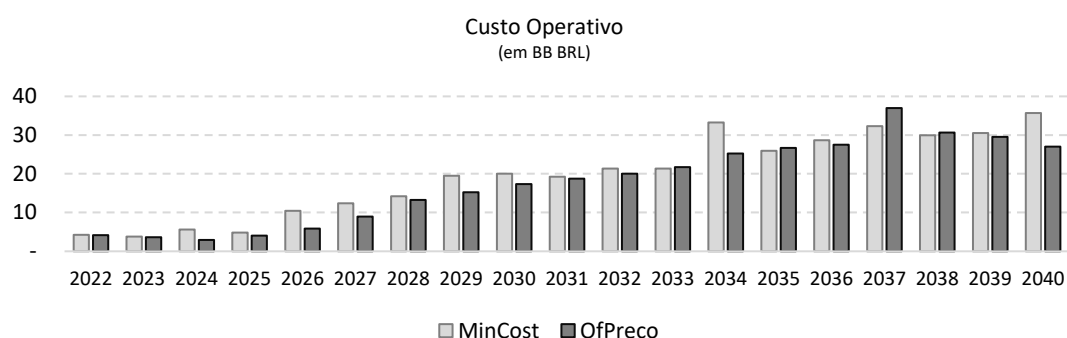


Figura 5-5 – Comparativo entre os custos operativos nos casos “MinCost” e “OfPreco”

Energia Armazenada

Outro efeito decorrente da incorporação desta nova realidade quanto a disponibilidade de recursos na construção das ofertas dos agentes é o aumento nos níveis dos reservatórios – energia armazenada. O gráfico apresentado na Figura 5-6 ilustra bem esta situação. É possível notar que os agentes hidrelétricos optam por ofertar menor quantidade de geração, justamente por conseguirem incorporar em seus *bids* a melhor informação sobre a disponibilidade do recurso hídrico. Por outro lado, como o despacho por mínimo custo é míope quanto a esta informação no momento da construção da política de operação, na operação real, ao se verificar que há menos água do que se planejava, a capacidade de armazenamento é reduzida.

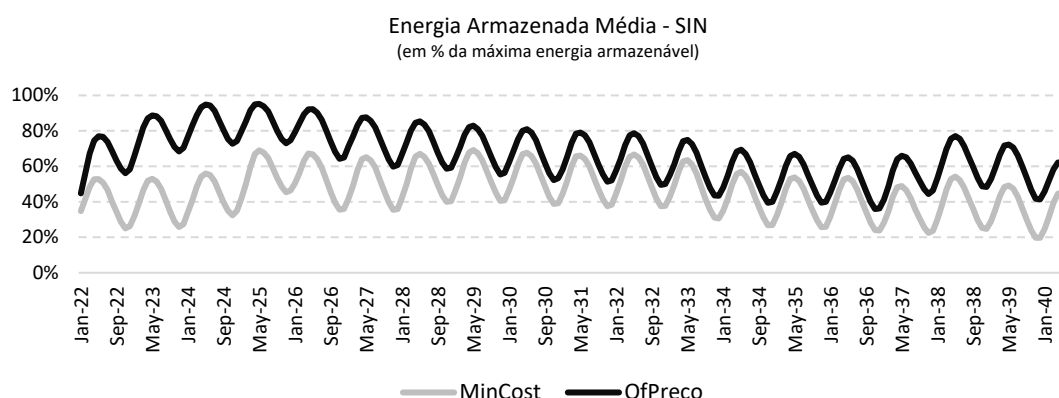


Figura 5-6 – Comparativo entre a energia armazenada no SIN nos casos “MinCost” e “OfPreco”

Este comportamento é observado não somente nos valores médios, mas também na dispersão dos resultados. A Figura 5-8 mostra que mesmo em cenários hidrológicos mais severos, a simulação “OfPreco” consegue manter o nível dos reservatórios em patamares próximos a 20%. Já no caso “MinCost” os reservatórios do Sudeste chegam, nos piores cenário, a um nível armazenado abaixo dos 5%, o que certamente traria preocupação ao operador e consequências financeiras ao sistema.

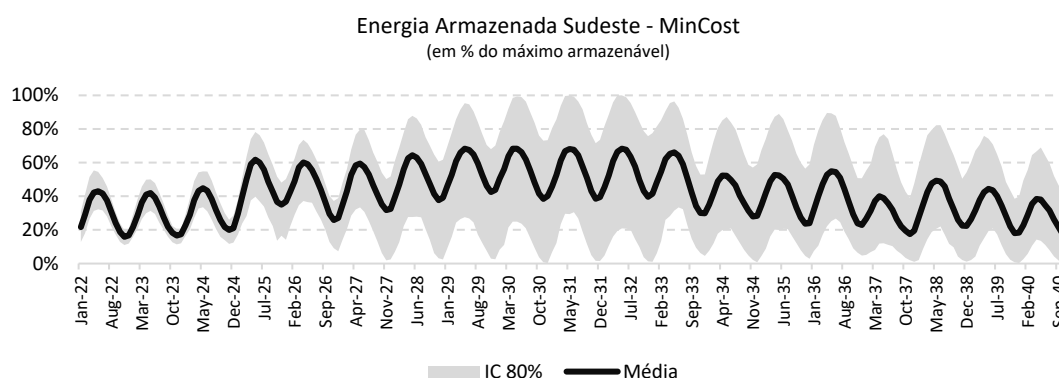


Figura 5-7 – Energia armazenada no Sudeste para o caso “MinCost”

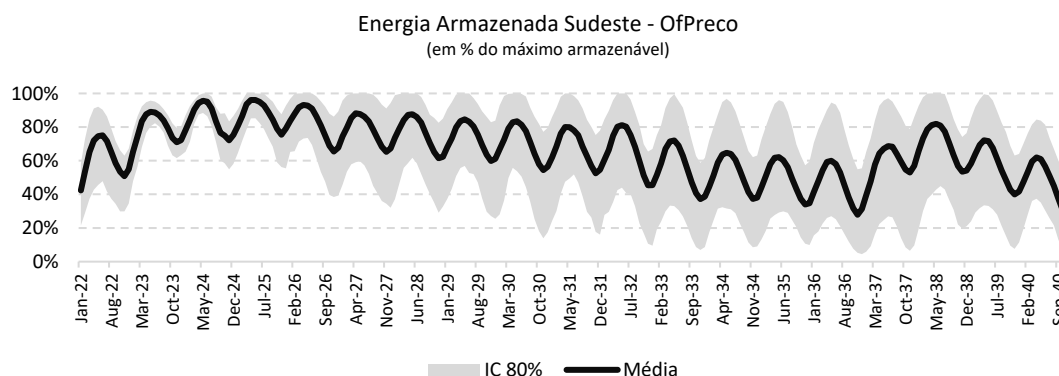


Figura 5-8 – Energia armazenada no Sudeste para o Caso “OfPreco”

Risco de déficit

A operação com níveis mais altos nos reservatórios tende a ser mais segura, reduzindo assim o risco de déficit para o sistema. Este efeito é ilustrado no gráfico apresentado na Figura 5-9. É possível notar que apesar de baixo, o risco de déficit para o Sudeste no caso “MinCost” existe, o que não é observado no caso “OfPreco”.

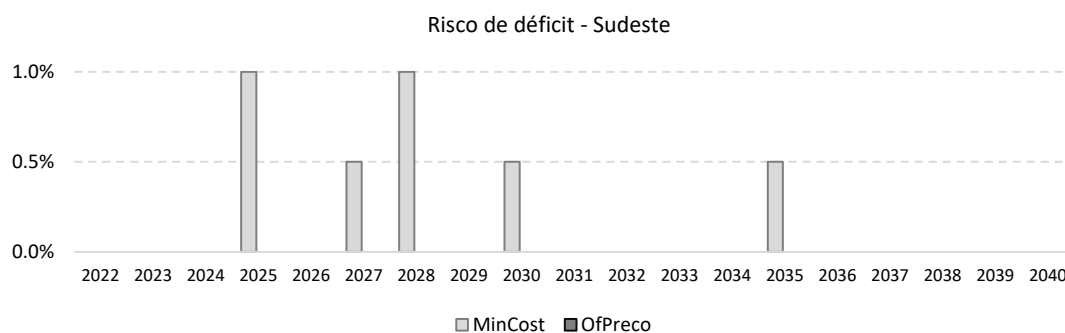


Figura 5-9 – Comparativo do risco de déficit entre os casos “MinCost” e “OfPreco”

Preço spot

Por fim são comparados os preços spot resultantes dos dois casos, ilustrados na Figura 5-10. Nota-se que, em média, o PLD obtido na simulação do caso “OfPreco” é levemente superior ao “MinCost”. Novamente este comportamento pode ser justificado pela incorporação dos agentes da aversão ao risco da falta de insumo para produção de energia (afluências reduzidas) nas suas ofertas, o que leva até a uma dispersão menor no resultado, conforme mostrado na Figura 5-11 e na Figura 5-12.

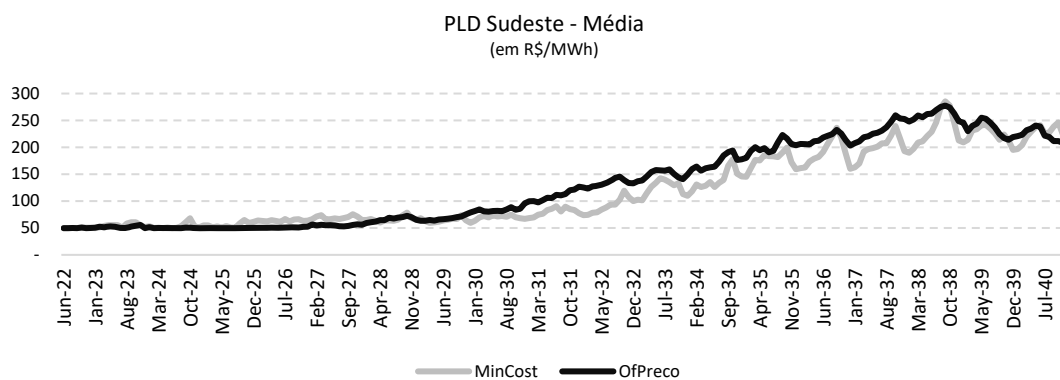


Figura 5-10 – Comparativo entre o PLD dos casos “MinCost” e “OfPreco”

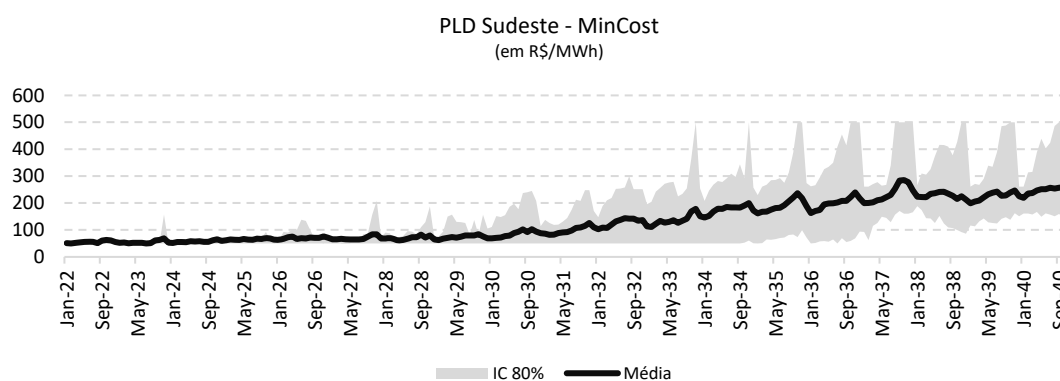


Figura 5-11 – Dispersão da projeção do PLD Sudeste no caso “MinCost”

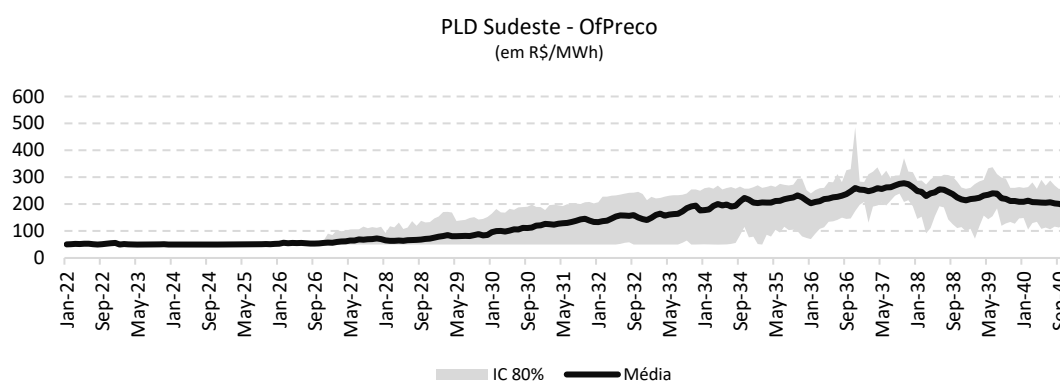


Figura 5-12 – Dispersão da projeção do PLD Sudeste no caso “OfPreco”

No entanto, esse PLD médio mais alto da simulação do caso “OfPreco” não necessariamente significa aumento de custos para o consumidor – como já observado na comparação entre os custos operativos totais. Isto porque os limites regulatórios aplicados aos custos marginais de operação podem mascarar o real custo de geração para o sistema. Este efeito é verificado nesta simulação e ilustrado na Figura 5-13. É possível notar que o CMO médio do caso “MinCost” é superior ao do “OfPreco”. Assim, o volume financeiro não recuperado via mercado de energia será alocado em encargos setoriais, como o ESS, mantendo uma distorção indesejada.

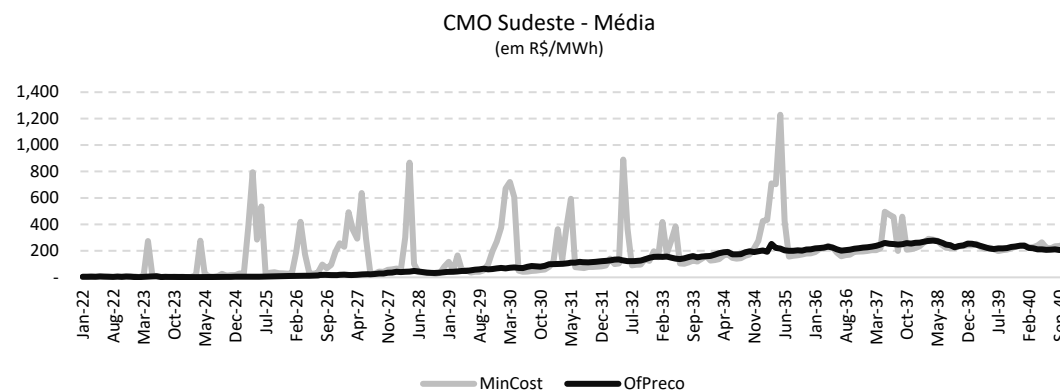


Figura 5-13 – Comparativo do CMO médio para o Sudeste nos casos “MinCost” e “OfPreco”

6 CONCLUSÃO

Este relatório apresentou uma série de discussões a respeito da liberalização do mercado de energia e da mudança no modelo de formação de preço e despacho. Estes temas têm sido objeto de discussões em diferentes fóruns nos últimos anos e, atualmente, encontram-se no centro do debate no âmbito da reforma do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto de Lei 414). Assim, os pontos deste relatório buscam fomentar alternativas para modernização do setor elétrico.

No que diz respeito à abertura integral do Mercado Livre, conforme discutido no Capítulo 3, entende-se que é fundamental garantir aos consumidores alternativas de suprimento energético mais competitivas. No entanto, a migração para o Mercado Livre deve ser uma escolha do consumidor e não uma imposição regulatória, como adotado em outros mercados. Este argumento encontra bases justamente nas particularidades do Brasil que criam condições de contorno desafiadoras (e.g. alto número de clientes vulneráveis, dimensões continentais e com diferentes realidades sociais, entre outras).

Esta abertura, assim como exposto no Relatório 4, deve ser acompanhada de uma série de medidas regulatórias que equacionem especialmente os custos associados aos contratos legados e o papel da distribuidora neste novo desenho setorial. Neste sentido, um aprimoramento regulatório importante seria a separação entre as atividades hoje prestadas pela distribuidora: comercialização e distribuição. Este aprimoramento permitiria que desenhos regulatórios mais eficientes fossem adotados pelo regulador, de forma a fomentar cada vez mais a eficiência e inovação na prestação destes serviços. Destaca-se que seria desejável, mesmo que não haja a abertura do mercado livre, a separação destas atividades.

Quanto à mudança no mecanismo de formação de preços e despacho do sistema, o Capítulo 4 trouxe um desenho conceitual que poderia ser adotado no SEB. Tal desenho foi comparado, quantitativamente, no Capítulo 5 com o modelo atual. A partir das avaliações apresentadas nesse capítulo, pode-se concluir que a transferência da responsabilidade sobre as ofertas de quantidade e preço de geração para os geradores e consumidores pode ter ganhos importantes para o sistema, dentre eles destacam-se o aumento no nível dos reservatórios, a redução nos encargos setoriais e a redução no risco de déficit.

Por fim, é importante destacar que nesse novo paradigma de formação de preços é fundamental que haja um monitoramento de mercado perene a fim de evitar eventuais abusos de poder de mercado. Esta tarefa torna-se ainda mais relevante no contexto da Eletrobrás privatizada, uma vez que sua capacidade instalada, especialmente em ativos hidrelétricos, é muito relevante frente ao todo.

7 PRÓXIMOS PASSOS

No próximo relatório (Produto 6) serão apresentadas propostas para a transição do atual modelo setorial para o desenho escolhido a partir das discussões apresentadas nos Produtos 4 e 5.

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

BAU – Business as Usual

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CAPEX – Capital Expenditure: custo de investimento

CCC – Conta de Consumo de Combustível: encargo do setor elétrico brasileiro utilizado para subsidiar custos de geração dos Sistemas Isolados.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCGF - Contratos de Cotas de Garantia Física

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

Certificado: Produto demandado em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro de capacidade, suficiência de garantia física, quotas de renováveis e metas de CO₂).

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Contrato de eletricidade: Contrato específico para a commodity eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

CP - Consulta pública

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração de geração e transmissão em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos (e.g. produção, capacidade, flexibilidade).

CVU – Custo Variável Unitário: É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

Despachabilidade: Capacidade efetiva das tecnologias de controlar sua produção energia de acordo com a necessidade do sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS - Encargos de Serviço do Sistema: custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no atendimento à demanda por energia.

Fator x: índice criado para repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da distribuidora decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade e, no caso das hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), referência para o cálculo da alocação de energia em cada instante de tempo.

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GSF - *Generation Scaling Factor*: Razão entre a geração total e a soma das garantias físicas de todas as hidrelétricas participantes do MRE

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MMGD - microgeração e minigeração distribuída

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia: Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo (*energy only markets* em inglês), de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

MP – Medida Provisória

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

OPTGEN: modelo de expansão desenvolvido pela PSR

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia: documento informativo produzido pela EPE com uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIB – Produto Interno Bruto

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “pisso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMO – Programa Mensal da Operação: Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas: programa com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica.

RAP – Receita Anual Permitida: Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

RD - Resposta da Demanda: Redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

RGR - Reserva Global de Reversão: fundo criado para cobrir indenizações por ocasião da extinção de concessões de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.¹⁴

SDDP: modelo desenvolvido pela PSR de planejamento da operacional estocástica

SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura**SEB - Setor Elétrico Brasileiro**

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

¹⁴ <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2011/12/20/reserva-global-de-reversao-podera-ser-extinta-em-2023-em-vez-de-em-2035>

TE – Tarifa de Energia

TF - Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica: taxa arrecadada para custear o funcionamento da ANEEL, que representa 0,4% do benefício econômico anual dos agentes e é paga mensalmente pelos consumidores na conta de luz.

TSL - Time Series Lab: módulo do SDDP desenvolvido pela PSR para calcular séries de geração a partir de projetos renováveis

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão: Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

UBP - Uso de Bens Públicos: Concessionárias ou empresas autorizadas realizam pagamentos referente ao uso de bens públicos à ANEEL. Esse valor entra como receita para a CDE.

UTE – Usina Termelétrica

WACC – Weighted Average Cost of Capital: custo de capital da empresa

ANEXO B – DESCRITIVO DAS FERRAMENTAS UTILIZADAS

Essa seção tem o objetivo de apresentar um descritivo simplificado dos softwares utilizados para a simulação dos cenários apresentados. Todos os softwares apresentados a seguir foram desenvolvidos pela PSR.

Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP): modelo de despacho estocástico para sistemas elétricos com uma representação detalhada das redes de transmissão e de gás, utilizado em estudos de operação de longo, médio e curto prazo.

OptGen: modelo de planejamento da expansão de longo prazo que determina as decisões de mínimo custo de quanto e quando construir, aposentar e reforçar a capacidade de geração, a rede de transmissão e dutos de gás natural.

Time Series Lab (TSL): ferramenta de modelagem renovável que produz cenários sintéticos de geração das fontes intermitentes de Energia Renovável Variável (ERV).

OptFolio: ferramenta analítica que visa ajudar os tomadores de decisão a gerenciar portfólios de projetos de energia levando em consideração os riscos de mercado envolvidos.

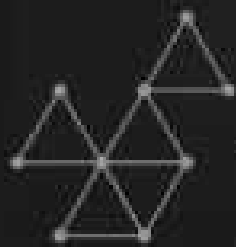
SCE: modelo que simula as regras comerciais adotadas pela CCEE para liquidação financeira no mercado brasileiro de eletricidade e seus principais efeitos nas empresas.

OptContract: modelo de otimização que calcula o ótimo equilíbrio entre o mercado livre e o mercado regulado.

OptPrice: funcionalidade dentro do OptContract que calcula preços de energia no mercado livre convencional, considerando as regras e regulamentações do setor elétrico brasileiro.

OptNash: modelo de equilíbrio de mercado no contexto da formação de preço por ofertas no setor elétrico brasileiro.

ANEXO C – RELATÓRIO DO PRODUTO 7



PSR



Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor

Produto 07

Análise do PL 414: principais pontos de manutenção e alteração do “originário” PLS 232

Versão 6 – 16 de agosto de 2022

Contents

1	Introdução e objetivo	3
1.1	Objetivo do projeto.....	4
1.2	Objetivo deste relatório	4
1.3	Organização do relatório	4
2	Contextualização da modernização do Setor Elétrico Brasileiro no âmbito legislativo	5
3	Separação das atividades de distribuição e comercialização (<i>unbundling</i>)	7
4	Abertura do mercado livre.....	12
5	Otimização dos encargos setoriais e subsídios	25
6	Separação Lastro e Energia	30
7	Outros temas	35
7.1	Prorrogação das concessões de distribuição e geração hidroelétrica.....	35
7.2	Formação de preço	37
7.3	Segurança de mercado.....	40
7.4	Alterações na estrutura tarifária.....	41
7.5	Incentivos a atividades inovadoras	42
7.6	Revogações	43
8	Avaliação dos impactos nos agentes.....	46
8.1	Abertura do Mercado Livre em 42 meses.....	46
8.2	Diretrizes para Separação D&C.....	48
8.3	Criação do encargo de sobrecontratação	49
8.4	Mercado pagante do encargo de sobrecontratação	51
8.5	Aprimoramento na Formação de Preço.....	52
8.6	Separação entre Lastro e Energia	54
8.7	Manutenção da modalidade de contratação de Energia de Reserva.....	56
8.8	Flexibilização das condições para concessão de descontos tarifários as fontes renováveis.....	58
8.9	Restrições à Autoprodução.....	59
8.10	Flexibilização dos contratos legados	61
8.11	Obrigações da contratação dos serviços ancilares por mecanismos concorrenciais.....	63
8.12	Retirada da obrigatoriedade da adoção da tarifa binômica para a baixa tensão.....	64
8.13	Flexibilização do compartilhamento de Outras Receitas	66
8.14	Garantias para liquidação no Mercado de Curto Prazo	67
8.15	Prorrogação da concessão de UHEs	67
8.16	Prorrogação não onerosa das concessões de distribuição.....	69
8.17	Alteração do prazo de concessão para a transmissão	69
8.18	Vedação do desconto no fio para o baixa tensão	69
8.19	Maior poder à CCEE no monitoramento de mercado.....	71

9 Conclusão	72
ANEXO A – Glossário	75

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional e onde os leilões de energia ganharam protagonismo, tornando os consumidores regulados os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019, determinando que, até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, interessada em avaliar de forma antecipada e em profundidade as implicações econômicas e financeiras dessas potenciais mudanças assim como as opções disponíveis à liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, diminuindo a competitividade do país ao ponto de inviabilizar atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de uma expansão inadequada resultando em blackouts ou racionamentos energéticos deletérios à economia, como em 2001; (c) as diferentes arbitragens regulatórias existentes no SEB que privilegiam certos segmentos, comprometendo a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de uma ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”;
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado deste projeto é um plano de ação que detalha o mecanismo de transição para se alcançar um cenário de desenho de mercado de mínimo custo de energia, incluindo sugestões de ações legais e infralegais a serem implementadas para lograr este objetivo.

1.2 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 7** deste projeto e objetiva apresentar uma avaliação factual e objetiva das principais propostas que constam do substitutivo do Projeto de Lei 414. Ao final do relatório, será feita uma análise qualitativa sobre os possíveis impactos esperados decorrentes da implementação deste PL nos diferentes segmentos de agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Não é objetivo deste relatório apresentar uma proposta alternativa ao PL 414 e propor mudanças no projeto que na visão da PSR devam ser implementadas.

1.3 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2 será feita uma breve contextualização sobre a modernização do Setor Elétrico Brasileiro; no Capítulo 3 serão avaliadas as propostas relativas a separação das atividades de distribuição e comercialização (*unbundling*); no Capítulo 4 os itens do PL 414 que tratam da abertura de mercado serão abordados; o Capítulo 5 tratará das propostas que visam otimizar os encargos setoriais; já no Capítulo 6 serão avaliadas as questões relativas a separação entre Lastro e Energia; no Capítulo 7 serão avaliados outros temas pertinentes no projeto de lei; e, por fim, será apresentado no Capítulo 8 uma avaliação sobre os possíveis impactos nos agentes.

2 Contextualização da modernização do Setor Elétrico Brasileiro no âmbito legislativo

A modernização do Setor Elétrico Brasileiro tem sido pauta legislativa desde meados de 2015, com a inauguração do Projeto de Lei (PL) 1.917 na Câmara dos Deputados, à época conhecido como “PL da portabilidade”. Este projeto foi assim denominado por trazer como principal proposta um cronograma para a redução dos limites de carga para a migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), incluindo as unidades consumidoras conectadas a baixa tensão¹. Naquele momento o acesso ao ACL era restrito às unidades consumidoras com carga superior a 3.000 kW (ou superior a 500 kW caso a energia elétrica fosse adquirida de fontes incentivadas), requisito este podendo ser alcançado pela reunião de consumidores unidos por comunhão de fato ou de direito.

De forma subsequente e dentro da mesma temática de modernização, foi apresentado o Projeto de Lei do Senado 232, em 2016, que propunha o marco legal tanto para a abertura do mercado livre, bem como para outras questões associadas ao modelo de despacho e formação de preços, tratamento dos custos decorrentes da migração e contratação de confiabilidade ao sistema.

Em paralelo às iniciativas regulares de discussão legislativa supracitadas, ocorreram publicações das Medidas Provisórias 688 e 735, em 2015 e 2016 respectivamente, que trouxeram alterações ao SEB, porém não de forma estrutural.

Sob o ponto de vista das discussões técnicas e setoriais, a modernização foi inaugurada e conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), com a abertura das Consultas Públicas (CP) 021/2016 e 033/2017, sendo a primeira restrita às discussões da abertura do mercado livre e, a segunda, ampla e detalhada sobre os pilares necessários ao aprimoramento do SEB.

Ressalta-se que o resultado da CP 033, publicado por meio das Notas Técnicas nº 5/2017/AE-REG/SE e EPE-PR-003/2017, consistiu em sugestões de aprimoramento do marco legal em formato de PL, as quais foram discutidas no âmbito do legislativo e incorporadas tanto ao PL 1.917 quanto ao PLS 232, trazendo maior robustez técnica e equilíbrio às propostas em discussão.

O PLS 232 prosseguiu o rito de aprovação no Senado com a conclusão em fevereiro de 2021, após o consenso na Casa da relevância e urgência de aprovação do texto legal e encaminhamento para a votação na Câmara dos Deputados.

Uma vez recepcionado na Câmara dos Deputados, o PLS 232 passou a ser denominado PL 414, tendo as discussões prosseguido na Casa. Embora ainda não tenha sido formalmente publicada uma nova versão do substitutivo do PL 414, uma versão foi divulgada informalmente através de matéria publicada no veículo “Agência Infra”².

¹ Embora o adjetivo que o tornou conhecido fosse relacionado à Abertura de Mercado, desde a sua primeira versão, o PL 1.917 trazia diversas outras questões de modernização relacionadas às condições de outorga, formação de preço e comercialização.

²https://mcusercontent.com/d460dd1bcf9ba0ae040e1fc0f/files/c1339723-f85b-dec0-8584-f7ac838893c1/PL414_relatorio.pdf

Assim, este documento visa promover a análise qualitativa da última versão disponibilizada, referenciada como PL 414 “Preliminar Câmara”, ressaltando os pontos de maior relevância e contrastando-a com a versão anterior, neste relatório referenciada como PL 414 “Senado”.

3 Separação das atividades de distribuição e comercialização (*unbundling*)

Se no cenário atual (*status quo*) já seria desejável a separação das atividades de distribuição e comercialização – D&C (*unbundling*) – para a correta alocação de custos e riscos de acordo com cada atividade desempenhada, na visão da PSR, com a abertura do mercado de energia para os consumidores de baixa tensão, tal separação é mandatária - seja de forma antecedente ou ao menos concomitante.

Uma abertura eficiente do mercado pressupõe que sejam corrigidas as distorções alocativas atualmente existentes, garantindo-se isoladamente o equilíbrio econômico e financeiro de cada atividade.

Corroborando tal afirmativa a análise da experiência internacional sobre o tema, em que os principais países que avançaram na abertura de mercado optaram pela separação D&C, dentre os quais cabe mencionar Reino Unido, Noruega, Chile, Austrália e vários estados dos EUA. Na Europa, por exemplo, onde a liberalização do mercado de varejo foi implementada em maior escala, esta separação (contábil, jurídica e funcional) ocorreu, na maioria dos países, no início dos anos 2000.

Com efeito, a natureza das atividades de distribuição e comercialização é bastante distinta e sua separação permite aprimoramentos regulatórios específicos, fundamentais para acomodar incentivos e riscos intrínsecos a cada uma delas, principalmente no contexto da transição energética (REDs, digitalização das redes, oferta descentralizada e baseada em fontes renováveis e intermitentes, entre outros).

Sendo, portanto, a separação D&C considerada como um pressuposto necessário à abertura de mercado, cabe comentar que esta poderá ser feita sob 3 níveis de profundidade:

- i. de forma mais branda, apenas no nível contábil, mantendo as atividades exercidas pela mesma empresa;
- ii. com a separação efetiva das empresas que exercem as duas atividades, mantendo estas sob o mesmo grupo econômico; ou
- iii. num cenário de separação mais profunda, permitindo a atuação de grupos econômicos distintos nas duas atividades, exercidas por empresas distintas.



Figura 3-1 – Níveis de profundidade da separação D&C

Sobre os níveis de profundidade supracitados, cabe trazer o conteúdo da versão do PL 414 “Senado” em que já se havia incluído a separação D&C, ainda que de forma pouco detalhada, porém indicando o *unbundling* contábil e tarifário das atividades.

PL 414 “Senado”
Art. 1º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 15-A. (...)”
Parágrafo único. O Poder Executivo, em até 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste artigo, deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), que deverá conter, pelo menos:
Comentário PSR: O prazo para a abertura completa do mercado está concatenado à separação D&C, conforme teor do proposto art. 15-A parágrafo único c/c inciso III.
III – separação, ainda que exclusivamente para fins tarifários e contábeis, das atividades de comercialização regulada de energia e de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica; e
Comentário PSR: Ademais, a separação tarifária significa, em outras palavras, que cada atividade deverá ser remunerada de forma adequada e apartada, cabendo o reequilíbrio econômico-financeiro ser observado de forma individual. Isto, por outro lado, não significa que haverá aumento tarifário para o consumidor, mas tão somente que cada atividade será calculada e remunerada separadamente, o que hoje é feito de forma acoplada.

Tabela 3-1 – Proposta PL 414 “Senado” sobre a separação D&C

A versão do PL 414 “Preliminar Câmara” trouxe um detalhamento maior de como se dará esta segregação, mantendo, no entanto, a essência já trazida no escopo do PLS 232³.

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 9º-A O <u>serviço público de comercialização de energia elétrica deverá ser segregado do serviço público de distribuição de energia elétrica</u> , a fim de permitir a <u>fixação de tarifas específicas que garantam o equilíbrio econômico e financeiro de cada atividade</u> , considerando os riscos e custos de cada uma de forma separada, inclusive no que tange à gestão da contratação da energia.

³ E, acrescenta-se, amplamente debatida no âmbito da CP 033.

Comentário PSR: O *caput*, embora mais detalhado que o art. 15-A, parágrafo único, III da versão anterior, traz a mesma essência: segregar as atividades D&C com separação tarifária.

Também cabe destacar que não há criação de serviço público, dado que atualmente este é prestado pela distribuidora de forma acoplada ao serviço de distribuição.

§ 1º **Em até 24 meses** da aprovação deste artigo, deverá ser feita a **segregação contábil e tarifária das atividades**.

Comentário PSR: Prazo definido de modo a tornar a segregação D&C anterior à abertura do mercado para o consumidor BT.

§ 2º **A partir de 24 meses da aprovação deste artigo, a pedido da concessionária de distribuição**, poderá ser assinado contrato de concessão específico para o serviço público de comercialização de energia elétrica, mediante a **segregação do atual contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica**, mantidos os prazos de concessão e condições de prorrogação vigentes.

Comentário PSR: Após a segregação contábil e tarifária, ou seja, já sendo aplicado o equilíbrio econômico-financeiro de cada atividade de maneira apartada, abre-se a possibilidade da concessionária requerer a segregação dos contratos de concessão, mantidas os prazos e condições vigentes.

Do ponto de vista prático seria apenas uma formalidade para “separar no papel” aquilo que já estaria sendo aplicado do ponto de vista tarifário.

Neste caso haveria a segregação dos contratos de concessão, mesmo sem segregar as empresas. Este é o modelo já adotado para as atividades de Geração e Transmissão, para as quais é permitida a manutenção da mesma empresa exercendo as duas atividades, havendo, entretanto, segregação contábil e dos contratos de concessão.

Por fim, entende-se como necessária a anuência tanto do Poder Concedente, quanto da concessionária para a efetivação desta segregação.

§ 3º Caso ocorra a **constituição de empresa específica para a prestação do serviço público de comercialização de energia elétrica**, esta poderá **agregar todas as concessões** derivadas de distribuidoras do mesmo grupo econômico em **uma única outorga**.

Comentário PSR: Este parágrafo trata da possibilidade de separação do CNPJ, ou seja, caso seja criada uma empresa específica para tal fim, esta poderá agregar as concessões de um grupo econômico em apenas uma outorga.

§ 4º Aplica-se ao **serviço público de comercialização de energia elétrica as mesmas condições de contratação estipuladas na Lei 10.848 de 15 de março de 2004** para o fornecimento, pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, ao mercado regulado.

Comentário PSR: Esta redação compatibiliza as atividades de comercialização regulada sem que seja necessária alteração legal, ou seja, as condições de comercialização aplicadas à distribuição são as mesmas aplicadas ao serviço público de comercialização – justamente por se tratar da mesma atividade.

Tabela 3-2 – Proposta PL 414 “Preliminar Câmara” sobre a separação D&C

Acerca das possibilidades apresentadas de forma explícita no PL 414 “Senado”, o efeito da segregação dos contratos de concessão vigentes seria um movimento natural, no cenário em que já teria sido realizada a separação tarifária, e se assemelharia ao que existe hoje para os contratos referentes às atividades de geração e transmissão, quando estas são exercidas pela mesma empresa.

Por sua vez, a separação em dois CNPJs agregaria precisão à segregação efetiva das duas atividades, tanto em termos de resultado, quanto, principalmente, em termos de balanço. E, considerando que o maior benefício da separação D&C está na segregação precisa dos resultados econômico-financeiros, de forma a permitir análises de impacto regulatório segregadas para o aprimoramento dos mecanismos vigentes, segregação em dois CNPJs distintos, sendo um responsável pela atividade de distribuição e outro pela atividade de comercialização regulada, pode ser desejável pelo poder concedente.

Ainda sobre o tema da separação D&C, também o PL 414 se debruçou de forma mais profunda sobre o que seria a figura do serviço público de comercialização de energia – ou comercialização regulada, abarcando as funções típicas de um Supridor de Última Instância (SUI).

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 9º-B O serviço público de comercialização de energia elétrica compreende o atendimento a consumidores que, dentre outros:
I – não cumpram os requisitos de carga e tensão previstos nos arts. 15, 15-A e 16 para exercício da opção de contratar livremente sua energia elétrica;
Comentário PSR: Este inciso é o que configura o consumidor cativo, ainda não passível de migração, o qual consiste no tradicional atendimento pela distribuidora para os dois serviços acoplados fio e energia.
II - a despeito de cumprirem os requisitos de carga e tensão previstos nos arts. 15, 15-A e 16, não exerçam a opção de contratar livremente sua energia elétrica;
Comentário PSR: Este inciso abarca os “consumidores potencialmente livres”, os quais poderiam migrar, mas não exerceram esta faculdade.
III - tendo exercido a opção de contratar livremente sua energia elétrica, encontrem-se amparados pelo direito ao suprimento de última instância, decorrente da suspensão ou encerramento das atividades do vendedor da energia no ambiente de livre contratação;

<p>Comentário PSR: Este inciso abarca os consumidores livres que contrataram junto a comercializadores do ACL que passem a apresentar algum óbice para o exercício de suas atividades. Ou seja, visa amparar e garantir tais consumidores. Tradicional atendimento por SUI.</p>
<p>IV – não sejam aceitos ou não recebam ofertas de vendedores de energia elétrica.</p>
<p>Comentário PSR: Este inciso envolve aqueles consumidores que, a despeito de possuírem os requisitos para a migração e desejem migrar, não possuam correspondente comercializador no ACL para o suprimento de sua energia.</p>

Tabela 3-3 – Proposta PL 414 “Preliminar Câmara” sobre o comercializador regulado e o SUI

Sobre o SUI também cabe destacar que não foi identificada diferença significativa entre os dois textos, apenas: (i) a redução do prazo para a apresentação do plano contendo sua regulamentação; e, (ii) um maior detalhamento na proposta que consta do PL 414 “Preliminar Câmara”, trazendo maior garantia aos consumidores sobre a não aplicação do prazo mínimo de retorno de cinco anos.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 1º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
Art. 15-A (...)	Art. 15-A (...)
IV – regulamentação para o suprimento de última instância, inclusive no que se refere às condições econômicas e financeiras para a viabilidade e sustentabilidade dessa atividade.”	III - regulamentação para o suprimento de última instância, inclusive no que se refere às condições econômicas e financeiras para a viabilidade e sustentabilidade dessa atividade <u>e a definição dos consumidores com direito a esta forma de suprimento, hipótese na qual não se aplica a antecedência mínima de 5 (cinco) anos prevista no §8º do art. 15.;</u>
<p>Comentário PSR: A explicitação de que não se aplica o prazo mínimo de retorno às condições reguladas é benéfica ao consumidor, resguardando-o de posições vulneráveis. No entanto, o desenho do SUI é fundamental para evitar que arbitragens de consumidores entre mercados ocorram, ou seja, o SUI deve ser de última instância de fato e não “mais uma” alternativa ao consumidor.</p>	

Tabela 3-4 – Propostas para determinação da regulamentação do SUI

4 Abertura do mercado livre

A abertura do mercado livre para consumidores conectados à baixa tensão é um dos pilares do PL 414. Conforme mencionado anteriormente, as discussões sobre esse tema foram iniciadas em 2015 com o Projeto de Lei 1.917, também conhecido como ‘PL da portabilidade’. O argumento para que haja essa abertura do mercado passa pela liberdade do consumidor em escolher o seu provedor de energia, assim como adotado em muitos países.

Destaca-se que apesar desse movimento de abertura ter uma série de pontos positivos, o formulador de políticas públicas deve desenhar um arcabouço regulatório robusto que evite a criação de novos subsídios cruzados, enderece a questão dos custos legados das distribuidoras de energia elétrica e forneça os incentivos econômicos corretos para um setor sustentável.

O tema da abertura de mercado é inicialmente abordado no Projeto de Lei conforme abaixo.

PL 414 “Senado”
Art. 1º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 15...
§ 3º O poder concedente deverá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste artigo e no art. 16 até alcançar todos os consumidores, inclusive aqueles atendidos por tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts).
Comentário PSR: Determina o fim dos requisitos mínimos de demanda contratada e nível de tensão da conexão para acesso ao Mercado Livre.
“Art. 15-A. A redução dos limites de carga e tensão, nos termos do § 3º do art. 15, para unidades consumidoras atendidas por tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), deverá ocorrer em até 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste artigo
Comentário PSR: Estabelece prazo (42 meses) para a abertura completa do mercado, incluído o acesso dos consumidores conectados a baixa tensão ao Mercado Livre. Neste ponto cabe destacar que existe discordância entre agentes do setor se esse prazo é suficiente ou não para realizar eventuais adequações necessárias (regulatórias, técnicas etc.) para que essa abertura ocorra sem os percalços que outros países experimentaram. Um prazo de abertura mais alongado possibilitaria uma melhor concatenação com o término de alguns contratos legados das distribuidoras, resultando em menores encargos de sobrecontratação (tema tratado mais adiante). Por outro lado, um prazo de abertura mais curto possibilitaria ao consumidor outras alternativas de suprimento no curto prazo.
Parágrafo único. O Poder Executivo, em até 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste artigo, deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga

para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), que deverá conter, pelo menos:

Comentário PSR: Estabelece prazo de 42 meses para que o plano de implementação da abertura do mercado seja apresentado.

Neste ponto, cabe destacar que seria desejável que os resultados dos estudos que respaldam esse plano de implementação fossem amplamente divulgados a sociedade com antecedência ao prazo de implementação da abertura.

I – ações de comunicação para conscientização dos consumidores visando à sua atuação em um mercado liberalizado;

Comentário PSR: Importante dispositivo para discutir com a sociedade as particularidades, potenciais benefícios e malefícios do Mercado Livre.

II – proposta de regulação e de ações para aprimoramento da infraestrutura de medição, faturamento e modernização das redes de distribuição de energia elétrica, com foco na redução de barreiras técnicas e dos custos dos equipamentos;

Comentário PSR: Este dispositivo visa estimular discussões acerca da modernização das redes de distribuição (incluindo a medição), com vistas a se adequar à nova realidade de mercado (abertura do ACL).

Neste ponto, cabe destacar que a definição das diretrizes desse plano deve levar em consideração os custos envolvidos nessa modernização (*roll-out* massivo de equipamentos, por exemplo) e analisar a pertinência de condicionar a migração dos consumidores em baixa tensão para o mercado livre a troca dos equipamentos.

“Art. 16-A. Após 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste parágrafo, os requisitos de carga exigidos pelos arts. 15 e 16 para que os consumidores contratem livremente sua compra de energia elétrica poderão ser alcançados por conjunto de consumidores, independentemente do nível de tensão, reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito.

§ 2º A comunhão de interesses de direito de que trata o caput é caracterizada pela associação de pessoas físicas ou jurídicas, inclusive na forma de cooperativas, ou pela representação comum por mesmo agente varejista.

Comentário PSR: Este dispositivo possibilita que a comunhão de interesses de fato ou de direito seja realizada com qualquer tipo de consumidor, independentemente do nível de tensão – o que hoje não é permitido.

Destaca-se que este dispositivo, ao permitir esse tipo de comunhão, abre a possibilidade de concessão de desconto tarifário no fio para consumidores conectados a baixa tensão – o que é indesejável sob a ótica de redução de encargos setoriais. Esse dispositivo também permitirá uma migração mais rápida do que o cronograma que venha a ser estabelecido, uma vez que ao agruparem-se grupos de consumidores, requisitos de carga ou de consumo

que venham a ser estabelecidos para uma abertura gradual, podem ser atingidos mais rapidamente.

Tabela 4-1 – Proposta de redação do PL 414 “Senado” para abertura do Mercado Livre

A versão atualizada do texto altera, e até mesmo suprime, pontos de preocupação aprovados no PLS 232, conforme mostrado abaixo.

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 15-A. A redução dos limites de carga e tensão, nos termos do § 3º do art. 15, para unidades consumidoras atendidas por tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), deverá ocorrer em até 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste artigo
Parágrafo único. O Poder Executivo, em até 24 (vinte e quatro) meses da entrada em vigor deste artigo, deverá apresentar plano para extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), que deverá conter, pelo menos:
Comentário PSR: Esta nova proposta torna mais curto o prazo para apresentação do estudo para abertura do mercado. Assim como destacado acima, entende-se que essa alteração é importante para garantir tempo suficiente entre a apresentação do estudo, discussões com a sociedade e implementação das medidas regulatórias de forma a obter uma abertura do mercado mais ordenada.
II – regulamentação de ações para aprimoramento da infraestrutura de medição, faturamento, inclusive que visem disseminar a fatura em meio digital em prol da modicidade tarifária e do meio ambiente, fomento da inovação e modernização das redes de distribuição de energia elétrica, com foco na redução de barreiras técnicas, econômicas, regulatórias e relativas aos custos dos equipamentos;
Comentário PSR: Esta proposta de redação, diferentemente da anterior, determina que a regulamentação, e não uma proposta, deve ser implementada no prazo do caput.
<u>Art. 16-A.</u>
Comentário PSR: Nesta versão, o Art. 16-A foi suprimido. Destaca-se que, ao suprimir esse artigo, essa nova proposta evita que o desconto tarifário nas componentes ‘fio’ seja estendido aos consumidores conectados a baixa tensão, mitigando assim uma eventual explosão tarifária na CDE.

Tabela 4-2 – Proposta de redação do PL 414 “Preliminar Câmara” para abertura do Mercado Livre

Um outro tópico importante tratado no Projeto de Lei e que diz respeito a abertura do mercado livre é a representação dos consumidores conectados à baixa tensão na CCEE, conforme apresentado abaixo.

PL 414 “Senado”
Art. 1º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 16-B. Após 42 (quarenta e dois) meses da entrada em vigor deste artigo, os consumidores com carga inferior a 500 kW (quinhentos quilowatts), no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
§ 1º Os consumidores com carga inferior a 500 kW (quinhentos quilowatts) serão denominados consumidores varejistas.
<p>Comentário PSR: O caput proposto condiciona a participação no mercado livre dos consumidores com carga inferior a 500 kW de demanda a sua representação na CCEE por um terceiro agente, denominado agente varejista. Já o §1º apenas define formalmente esses consumidores.</p> <p>Entende-se que neste ponto se buscou evitar um acréscimo significativo de agentes na CCEE ao obrigar a representação dos consumidores varejistas por outro agente. Um benefício desta proposta é mitigar o risco de crédito nas liquidações do mercado de curto prazo (corroborado pelo §2º). Por outro lado, a obrigatoriedade desta representação ser feita por um terceiro pode levar a um sobrecusto na aquisição de energia para o consumidor que optar pela migração.</p> <p>Neste sentido, entende-se que uma outra proposta com efeito prático similar seria a cobrança ao consumidor de um valor para acessar o mercado atacadista. Assim, com um custo bem calibrado possivelmente os consumidores de menor porte não teriam interesse em fazer essa representação individual na CCEE, enquanto os consumidores de maior porte poderiam ter a opção de evitar o terceiro agente para realizar a migração.</p>
§ 2º A Aneel definirá os requisitos para atuação do agente varejista, prevendo, no mínimo:
I – capacidade financeira compatível com o volume de energia elétrica representada na CCEE;
II – obrigatoriedade de divulgação do preço de referência de pelo menos um produto padrão, definido pela Aneel, caso o agente varejista seja comercializador ou produtor independente de energia; e
III – carga representada de consumidores varejistas de pelo menos 3.000 kW (três mil quilowatts), incluindo a carga própria, se houver.

Comentário PSR: Este parágrafo define as condições mínimas para que um agente possa atuar como um agente varejista.

O inciso I ao estabelecer que o agente deverá apresentar capacidade financeira compatível com o volume de energia negociada/representada cria um mecanismo importante de mitigação de risco de crédito para a liquidação no mercado de curto prazo. Cabe ressaltar que seria interessante que houvesse uma medida similar (no sentido de criar limitações de alavancagem) para outros tipos de agentes representados na CCEE.

O inciso II estabelece que pelo menos um preço para um produto oferecido pelo agente varejista seja amplamente divulgado. Essa não é uma prática comum atualmente no mercado, o que pode ser visto como uma oportunidade de arbitragem dos agentes vendedores. No entanto, em um mercado liberalizado e com acesso de todos os tipos de consumidores ao Mercado Livre, entende-se como positiva essa proposta de redação uma vez que ela cria âncoras de comparação entre os agentes varejistas.

Por fim, o inciso III, assim como o I, estabelece uma barreira para atuação dos agentes varejistas.

§ 3º Qualquer pessoa jurídica que cumpra os requisitos definidos pela Aneel poderá atuar como agente varejista, independentemente de comercializar energia elétrica com seus representados ou de atuar apenas como agregador de carga.

Comentário PSR: Este parágrafo cria a figura do agente agregador de carga, muito comum em outros mercados de energia. Em termos práticos, ela permite que o agente varejista tanto comercialize energia com os consumidores varejistas por ele atendido ou que ele seja apenas uma representação de um conjunto de cargas junto a CCEE.

§ 4º O fornecimento de energia ao consumidor varejista inadimplente com as obrigações estabelecidas no contrato de compra e venda de energia poderá ser suspenso, conforme regulamentação, resguardado o direito à ampla defesa e ao contraditório.”

Comentário PSR: Este parágrafo estabelece que os consumidores varejistas inadimplentes contratualmente possam ter seu fornecimento de energia interrompido. Este é um dispositivo fundamental para garantir segurança jurídica aos agentes varejistas, ajudando assim a mitigar o risco de crédito para este tipo de atividade.

Art. 2º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“§ 5º-A. Em até 42 (quarenta e dois) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, os consumidores varejistas, no exercício da opção de que trata o § 5º, nos termos do art. 16-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, deverão ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Comentário PSR: Este parágrafo determina a adequação em até 42 meses, dos consumidores com carga inferior a 500 kW e que hoje acessam diretamente a CCEE, para que passem a ser representados pelo agente varejista. Destaca-se que essa adequação se torna necessária considerando o disposto no Art. 16-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

§ 5º-B. A representação de consumidores atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts) por agentes varejistas, nos termos do art. 16-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, equipara-se à comunhão de interesses de fato ou de direito de que trata o § 5º.

Comentário PSR: O texto acima apenas equipara a figura do agente varejista a comunhão de interesses de fato ou de direito – arranjo atualmente utilizado por cargas conectadas em alta e média tensão, mas com carga inferior a 500 kW, para acessar o Mercado Livre.

Tabela 4-3 – Proposta de redação do PL 414 “Senado” para representação de consumidores na CCEE

A versão do PL 414 “Preliminar Câmara” altera o prazo para essa representação dos consumidores e ajusta em termos de numeração os artigos, conforme apresentado abaixo.

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 1º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 16-A. Após 36 (trinta e seis) meses da entrada em vigor deste artigo, os consumidores com carga inferior a 500 kW (quinhentos quilowatts), no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
Comentário PSR: Esta nova redação, além de ajustar a numeração do artigo, ela reduz em 6 (seis) meses a implementação das medidas propostas.
§ 1º As unidades consumidoras com carga inferior a 500 kW (quinhentos quilowatts) serão denominadas consumidores varejistas.
Comentário PSR: Esta nova redação apenas redefine quem são os consumidores varejistas. Esse ajuste é importante apenas para determinar que essa definição se refere as unidades consumidoras e não a consumidores, os quais poderiam ser interpretados como um conjunto de unidades consumidoras.
Art. 2º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“§ 5º-A. Em até 36 (trinta e seis) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, os consumidores varejistas, no exercício da opção de que trata o § 5º, deverão ser representados, nos termos do art. 16-A da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, por agente varejista perante

a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de que trata o art. 4º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Comentário PSR: Esta nova proposta de redação concatena a adequação proposta no texto original com o artigo 16-A da Lei nº 9.047, de 7 de julho de 1995.

Tabela 4-4 – Proposta de redação do PL 414 “Preliminar Câmara” para representação de consumidores na CCEE

Um outro tema importante correlacionado a abertura do mercado é o tratamento dado aos custos legados das distribuidoras. Estes custos são tratados em duas dimensões neste Projeto de Lei: i) custos já contratados em operações financeiras como, por exemplo, a Conta Covid⁴; e ii) uma eventual sobrecontratação das distribuidoras decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre considerando todo o portfólio de contratos legados que hoje elas possuem. Destaca-se, que para que estas medidas tenham efetividade, faz-se necessário evitar a criação de novos legados.

Sobre este tema, tem-se as seguintes propostas.

PL 414 “Senado”
Art. 1º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 16-C. Os consumidores do ambiente de contratação regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que exercerem as opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15 e 16 desta Lei deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária.”
<p>Comentário PSR: Esta proposta de redação insere no marco regulatório do SEB uma cláusula comumente adotada nas operações financeiras contratadas recentemente (Conta Covid & Conta Escassez Hídrica). Em termos práticos, o consumidor que realizar a migração continua pagando o encargo referente a contratação de crédito para esses financiamentos – este efeito é comumente referenciado como ‘mochila regulatória’.</p> <p>Este texto é importante para evitar um efeito similar ao ocorrido após a criação da Conta-ACR, quando o sobrecusto tarifário causado pelo encargo foi um dos principais drivers para migração dos consumidores a época.</p>
“Art. 16-D. Os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts.

⁴ Conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, prevista no art. 13, inciso XV, da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, regulamentada por meio do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;

<p>15 e 16 desta Lei, observados os mecanismos de ajuste de sobras e déficits de energia elétrica disponíveis e o princípio de máximo esforço, serão alocados a todos os consumidores dos ambientes de contratação regulada e livre, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica.</p>
<p>§ 1º Os resultados de que trata o caput serão calculados pela Aneel.</p>
<p>§ 2º O resultado, positivo ou negativo, da venda de que trata o § 20 do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, deverá ser considerado no cálculo do encargo tarifário de que trata o caput.</p>
<p>Comentário PSR: O artigo proposto cria o ‘Encargo de Sobrecontratação’. Este encargo setorial seria responsável por arrecadar fundos ou distribuí-los em decorrência dos efeitos de uma eventual sobrecontratação da distribuidora devido a migração de consumidores para o Mercado Livre. Além disto, o caput estabelece que este encargo será rateado entre todos os consumidores, livres e cativos.</p> <p>Entende-se que essa é uma medida muito importante para garantir a sustentabilidade do setor, especialmente em um contexto de abertura de mercado, considerando que há alta probabilidade de sobrecontratação das distribuidoras devido ao atual nível de contratação delas e a duração dos contratos vigentes (mais de vinte anos).</p>

Tabela 4-5 – Proposta de redação do PL 414 “Senado” para os encargos tarifários relacionados a abertura do Mercado Livre

A versão do PL 414 “Preliminar Câmara” traz importantes aprimoramentos na redação aprovada no Senado, conforme mostrado abaixo.

PL 414 “Preliminar Câmara”
<p>Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>
<p>“Art. 16-B. As unidades consumidoras do ambiente de contratação regulada, de que trata a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que exercerem as opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15, 15-A e 16 desta Lei deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária e dos encargos tarifários incidentes exclusivamente sobre os consumidores regulados.”</p>
<p>Comentário PSR: Esta nova redação, além de ajustar a numeração do artigo, ela aumenta a abrangência da ‘mochila regulatória’ de forma a incluir também encargos tarifários.</p>
<p>“Art. 16-C. Os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções previstas no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nos arts. 15, 15-A e 16 desta Lei, ou déficit involuntário decorrente do atendimento aos consumidores com direito ao suprimento de última instância, conforme Art. 15-A observados os</p>

~~mecanismos de ajuste de sobras e déficits de energia elétrica disponíveis e o princípio de máximo esforço~~, serão alocados a todos os consumidores dos ambientes de contratação regulada e livre, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica.

Comentário PSR: Esta nova redação aumenta a abrangência do novo encargo para que casos de subcontratação sejam também considerados. Entende-se que este é um ajuste importante e necessário para evitar que em casos similares ao ocorrido recentemente na Inglaterra⁵ o custo da subcontratação do supridor de última instância recaia somente sobre o consumidor regulado, uma vez que este risco é sistêmico.

Tabela 4-6 – Proposta de redação do PL 414 “Preliminar Câmara” para os encargos tarifários relacionados a abertura do Mercado Livre

Destaca-se que o PL 414 traz também algumas propostas de mecanismos de gerenciamento do portfólio das distribuidoras que potencialmente podem aliviar o Encargo de Sobrecontratação, conforme apresentado abaixo.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 2º (...)	
§ 20. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão vender energia elétrica e contratos de energia elétrica em mecanismos centralizados, conforme regulação da Aneel, com o objetivo de reduzir eventual excesso de energia elétrica contratada para atendimento à totalidade do mercado.	
§ 21. Poderão comprar os contratos e a energia de que trata o § 20:	
I – os consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, afastada a vedação prevista no inciso III do § 5º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;	
II – os agentes de comercialização;	
III - os agentes de geração; e	
IV – os autoprodutores.	

⁵ Na Inglaterra em 2021, devido aos altos preços de energia, houve uma série de comercializadoras varejistas que tiveram problemas em honrar seus contratos, fazendo com que os consumidores por ela atendidos tivessem que passar, de um dia para o outro, a ter sua energia fornecida por um supridor de última instância.

Comentário PSR: A Lei 13.360, de 17 de novembro de 2016, já previa a possibilidade de venda de excedentes contratuais das distribuidoras. O texto proposto neste PL, nos dois parágrafos acima, melhora a redação do já aprovado na Lei 13.360.

No entanto, entende-se que haveria um benefício maior para as distribuidoras, e consequentemente para os consumidores, se fossem permitidas as realizações deste mecanismo de forma descentralizada. Assim, seria a elas concedida maior flexibilidade para realização da venda de excedentes, possibilitando capturar momentos mais benéficos em termos de mercado e preço.

§ 24. A obrigação de as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) garantirem o atendimento à totalidade de seus mercados poderá ser reduzida após 30 (trinta) meses da entrada em vigor deste parágrafo.

Comentário PSR: Esta redação possibilita as distribuidoras uma maior flexibilidade na definição de suas estratégias comerciais, o que é de suma importância considerando a volatilidade da sua carga, especialmente em um contexto de abertura de mercado.

§ 25. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão transferir CCEARs entre si, de forma bilateral e independente dos mecanismos centralizados de compensação de posições contratuais, desde que haja anuência do vendedor.

Comentário PSR: Esta redação cria um novo mecanismo de troca de energia entre as distribuidoras, conferindo assim maior flexibilidade para o gerenciamento de seus portfólios. Entende-se que a obrigatoriedade imposta sobre a necessidade de anuência do vendedor confere segurança jurídica suficiente aos vencedores do leilão.

“Art. 2º-D. A energia elétrica comercializada por meio de CCEAR até a data de entrada em vigor deste artigo poderá ser descontratada mediante realização de mecanismo concorrencial, conforme diretrizes e condições estabelecidas pelo Poder Executivo.

“Art. 2º-E. A energia elétrica comercializada por meio de CCEAR até a data de entrada em vigor deste artigo poderá ser descontratada mediante realização de mecanismo concorrencial, conforme diretrizes e condições estabelecidas pelo Poder Executivo.

Comentário PSR: Assim como no §20, transcrito acima, esta proposta de redação trata sobre um mecanismo de descontração concorrencial da energia das distribuidoras, assim como já feito no Art. 6º da Lei 14.120, de 1º de março de 2021.

Entende-se ainda que a participação neste mecanismo concorrencial deveria ser estendida a todo CCEAR e não somente a contratos já licitados em leilões até o momento da aprovação do artigo. Esta alteração garantiria a possibilidade de realização deste mecanismo em momento futuro e abarcando novas contratações.

§ 1º Na descontração de que trata o caput, deverão ser observados:

I – volumes máximos por submercado ou por área definida por restrição operativa; e
II – avaliação técnica quanto à segurança do abastecimento e o mínimo custo total de operação e expansão.
Comentário PSR: Entende-se que esta proposta só faria sentido se houvesse no momento da descontratação a perda da outorga/autorização do empreendimento. No entanto, o objetivo deste mecanismo deveria ser somente um ajuste comercial e não físico.
§ 2º É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição dos custos da descontratação de que trata este artigo, inclusive aqueles relacionados à eventual exposição ao mercado de curto prazo, observado o máximo esforço dessas concessionárias na recompra dos montantes necessários ao atendimento de seus mercados.
Comentário PSR: Entende-se que este parágrafo é importante para garantir a segurança jurídica necessária as distribuidoras para participar deste mecanismo ao assegurar o repasse às tarifas dos custos desta descontratação.
§ 3º Os critérios de elegibilidade para participação no mecanismo concorrencial de que trata o caput e o critério de classificação das propostas de descontratação serão definidos pelo Poder Executivo e deverão considerar os custos e benefícios sistêmicos da rescisão contratual.
Comentário PSR: Novamente entende-se que este parágrafo deveria se restringir a uma avaliação dos benefícios tarifários da rescisão e não necessariamente sistêmico, uma vez que haveria apenas uma mudança comercial e não física decorrente desta descontratação.
§ 4º Para a homologação das propostas vencedoras, são imprescindíveis: (...)
III – a aceitação da extinção, pela Aneel, da outorga do gerador de energia elétrica.”
Comentário PSR: Este inciso condiciona a descontratação a perda da outorga do gerador. Entende-se, no entanto, que esse trecho limitaria muito a participação de empreendimentos neste mecanismo, reduzindo assim a eficácia do mesmo. Buscando inferir o objetivo final deste inciso, entende-se que a proposta vai na linha de evitar que geradores incentivados se descontratem com o ACR e passem a comercializar a sua energia no ACL, aumentando assim o valor do subsídio tarifário a ser coberto pela CDE. No entanto, o § 21 da Lei 14.120, de 1º de março de 2021, já determina que ao participar deste mecanismo, o gerador não poderá comercializar a energia descontratada com o desconto tarifário. Assim, entende-se que seria desejável que este inciso fosse suprimido na versão final do texto, sem que haja prejuízo a sociedade.

Tabela 4-7 – Proposta de redação para aprimoramento dos mecanismos de descontratação das distribuidoras de energia elétrica

Além das propostas de redação para os mecanismos de descontração das distribuidoras, a versão do PL 414 “Preliminar Câmara” também apresenta um avanço importante na flexibilização da contratação de energia pelas distribuidoras, conforme mostrado a seguir.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 6º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 1º-A. A partir da entrada em vigor deste artigo, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade e a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.	“Art. 1º-A. A partir da vigência deste artigo, as concessões de geração de usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) alcançadas pelo § 2º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, outorgadas anteriormente a 11 de dezembro de 2003, desde que não tenham sido prorrogadas, serão prorrogadas, a critério do concessionário, uma única vez, podendo tal prorrogação, por um prazo de trinta anos, ser antecipada na forma deste artigo.
§ 2º A venda de energia elétrica para os ambientes de contratação regulada e de contratação livre, na forma da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, é garantida ao titular da outorga prorrogada nos termos deste artigo.	§ 2º A venda de energia elétrica para os ambientes de contratação regulada e de contratação livre, na forma da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, é garantida ao titular da outorga prorrogada nos termos deste artigo.
§ 3º O Poder Executivo poderá exigir percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao ambiente de contratação regulada para as concessões prorrogadas na forma deste artigo.	§ 3º O Poder Executivo poderá exigir percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao ambiente de contratação regulada para as concessões prorrogadas na forma deste artigo.
Comentário PSR: Focando apenas nos § 2º e § 3º (o caput será analisado mais a frente neste documento), entende-se que a proposta do PL 414 “Preliminar Câmara” de suprimir estes dois parágrafos retira a possibilidade do Poder Executivo em alocar, compulsoriamente as distribuidoras, parte da energia destas usinas hidroelétricas. Esta proposta prosperando garante as distribuidoras maior gerência sobre seu portfólio contratual.	
	Art. 8º-G A partir da vigência deste artigo, não se aplica o disposto no art. 1º, devendo ser observados os artigos 1ºA e 8º-F

Comentário PSR: Ao propor que o disposto no Art. 1º não seja mais aplicado, a versão do PL 414 “Preliminar Câmara” retira a obrigatoriedade de alocação de cotas de garantia física ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Novamente, este é um dispositivo importante para conferir maior gerência do portfólio contratual as distribuidoras, especialmente em um contexto de abertura do Mercado Livre.

Tabela 4-8 – Proposta de redação para alterar as condições de comercialização de energia elétrica das usinas hidroelétricas com concessão prorrogada

5 Otimização dos encargos setoriais e subsídios

A frente do MME para a otimização dos encargos setoriais e subsídios no âmbito da Modernização do SEB mapeou toda a cadeia existente através do relatório emitido em setembro de 2019, compreendendo Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargo de Serviço de Sistema (ESS), Encargos de Energia de Reserva (EER), contribuição ONS (ONS), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH, Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE), Reserva Global de Reversão (RGR) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa).

Algumas iniciativas foram implantadas ao longo do tempo em alguns diplomas legais como por exemplo o encerramento gradativo dos subsídios para o consumidor rural, no Decreto nº 9.648/2018, e o prazo para encerramento dos subsídios para as fontes incentivadas, conduzido na Lei nº 14.120/2021.

A PSR concorda e ratifica a necessidade de que os encargos setoriais e subsídios do SEB devem ser orientados pela correta alocação de custos e reduzindo distorções entre os agentes. O ESS, por exemplo, está relacionado ao tema de formação de preços, cuja aderência entre operação e despacho é capaz de reduzir substancialmente o referido encargo. Outros são orientados por políticas públicas - como Proinfa, descontos nas tarifas de transmissão e/ou distribuição para fontes incentivadas e isenção e redução de encargos para autoprodutores - os quais orientados a fomentar determinada fonte ou atividade, deveriam prever de forma objetiva a mensuração e prazo para que os benefícios fossem cessados.

No presente relatório as questões associadas à otimização dos encargos setoriais e subsídios serão aquelas em que houve mudança do texto relevante. Obviamente, estas decisões são políticas e tomadas em função do papel e objetivo que o país deseja para o tratamento dos encargos.

O primeiro bloco a ser analisado refere-se a encargos e subsídios do ACR, bem como de proposta para redução do ESS.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 4º A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:	“Art. <u>5º</u> A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 13-A. Os descontos de que trata o inciso VII do caput do art. 13 deverão ser condicionados:	“Art. 13 A. Os descontos de que trata o inciso VII do caput do art. 13 deverão ser condicionados:
I – a contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e	I – a contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio; e

II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público-alvo.	II – a critérios de acesso, que considerem, inclusive, aspectos ambientais e as condições sociais e econômicas do público-alvo.
Parágrafo único. A condicionalidade a que refere o caput não se aplica às reduções de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.”	Parágrafo único. A condicionalidade a que refere o caput não se aplica às reduções de que tratam os §§ 1º, 1º A e 1º B do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.”
Comentário PSR: Entende-se que a supressão deste artigo não deveria prosperar uma vez que a proposta original estabelecia limites e condicionantes (por exemplo: contrapartidas) para conceder o benefício tarifário.	
§5º-B (...) I – regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; e	§5º-B (...) I – regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada <u>e evitem alocações de custos em encargos setoriais, buscando a máxima correspondência entre preço e decisões de despacho;</u> <u>ou</u>
Comentário PSR: Inclusão para enfatizar a necessidade de os modelos computacionais promoverem o maior acoplamento possível entre preço e despacho real, trazendo como resultado menor volume de ESS.	

Tabela 5-1 – Proposta de redação que altera subsídios tarifários concedidos ao ACR e minimiza o ESS

O segundo bloco contemplará a análise de como está proposta a questão relacionada aos subsídios aos autoprodutores na última versão do PL 414. De forma geral as alterações foram coerentes com o direcionamento de racionalização dos encargos e retirada das distorções, uma vez que buscam resgatar a figura do autoprodutor tradicional (carga e geração no mesmo local) para fins de enquadramento aos benefícios. Ou seja, após a publicação da Lei os benefícios serão para aqueles que de fato descentralizam o consumo e otimizam o uso de redes.

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 16-E (...) § 2º Também é considerado autoprodutor o consumidor com carga mínima individual igual ou superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) que:
§ 5º O consumo líquido, para fins do disposto no § 4º:

<p><u>III - para empreendimentos de autoprodução que sejam outorgados após a publicação deste parágrafo, o consumo líquido será apurado considerando somente com o desconto da energia elétrica autoproduzida no mesmo sítio do consumo.</u></p>	
<p>Comentário PSR: A alteração proposta no §2º eleva de 3.000 para 5.000 kW a carga mínima para que seja considerado autoprodutor.</p> <p>O inciso III do §5º define que, após a publicação da Lei, não haverá mais a figura do “autoprodutor remoto” para fins de cálculo do consumo líquido.</p> <p>Tais proposições são positivas para a redução dos encargos setoriais e maior compatibilização da figura do autoprodutor com a realidade da planta e consumo.</p>	
<p><u>§ 6º Para novos empreendimentos de autoprodução que atendam carga mínima individual de 30.000 kW (trinta mil quilowatts), não se aplicam as restrições de apuração de consumo líquido de que trata o inciso III do §5º, para fins de apuração:</u></p>	
<p><u>I - do encargo tarifário de que trata o inciso I do § 1º do art. 13 da Lei 10.438, de 26 de abril de 2002; e</u></p>	
<p><u>II - do encargo tarifário de que trata o art. 16-D.”</u></p>	
<p>Comentário PSR: O §6º traz uma exceção para a limitação ao “autoprodutor remoto”, possibilitando que consumidores maiores (acima de 30 MW) mantenham a utilização do consumo líquido para fins da CDE e do encargo de sobrecontratação das distribuidoras.</p>	
<p>“Art. 16-F. A outorga conferida ao autoprodutor será em regime de produção independente de energia e, se for o caso, deverá conter a identificação do acionista autoprodutor e a respectiva participação na sociedade titular da outorga.</p>	
<p><u>Parágrafo Único. A eventual inclusão de acionista ou alteração do acionista autoprodutor, bem como da participação na sociedade titular da outorga deverá ser precedida de anuência da ANEEL.”</u></p>	
<p>Comentário PSR: As inclusões visam tornar o processo de alteração societária das plantas de autoprodução de forma mais transparente e controlada pela Agência Reguladora, mas aumentando bastante o custo de transação através da anuência da ANEEL.</p>	

Tabela 5-2 – Proposta de redação com alterações na caracterização do autoprodutor de energia elétrica

Outro tema correlato a otimização de encargos setoriais é a inclusão de um pagamento a CDE referente ao valor adicionado à concessão pela prorrogação, conforme a seguir.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
-----------------	----------------------------

Art. 6º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 1º-A (...)	
<p>§ 1º São condições para a prorrogação da outorga de concessão para aproveitamento de potencial hidráulico na forma deste artigo:</p> <p>I - previsão, no contrato de concessão, de pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pela prorrogação;</p>	
<p>Comentário PSR: Os incisos I e II tratam do “valor adicionado à concessão” que deverá ser pago pelo concessionário mediante duas parcelas: metade para a CDE, reduzindo e otimizando o encargo, e a outra metade na forma de bonificação de outorga para o Poder Concedente. A inclusão deste inciso é importante, uma vez este pagamento tem sido prática comum nas últimas licitações de ativos hidroelétricos e não consta do Art. 1º desta mesma lei.</p>	

Tabela 5-3 – Proposta de redação para destinação de parte do benefício da prorrogação da concessão de hidrelétricas para a CDE

Outro ponto amplamente debatido no fórum que tratava da racionalização dos subsídios referia-se ao esgotamento da necessidade de subsídios às fontes renováveis. Este item da modernização foi introduzido na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, a qual passou a prever um prazo final para os subsídios às fontes renováveis, para os requerimentos de outorga realizados em até 12 (doze) meses de publicação da Lei e desde que a operação comercial seja feita em até 48 (quarenta e oito) meses da emissão da outorga

Sem entrar nos resultados da medida, que provocaram uma verdadeira “corrida ao ouro”, a versão do PL 414 “Preliminar Câmara” traz uma flexibilização para a condição de entrada em operação conforme demonstrado a seguir:

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 26. (...)
<p>§ 1º-J. O prazo de 48 (quarenta e oito meses) mencionado nos incisos I e II do §1º-C será prorrogado quando:</p> <p>I – o descumprimento desse prazo for provocado pela inexistência ou indisponibilidade da conexão física e operacional ou insuficiência da capacidade de escoamento da totalidade da potência outorgada no ponto de conexão solicitado pelo titular da outorga do empreendimento;</p>

II – a inexistência, a indisponibilidade ou a insuficiência de que trata o inciso I:

a) impedir a entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento;

b) decorrer de atraso ou indisponibilidade de instalações de transmissão ou de distribuição que tenham data de entrada em operação comercial, definida nas outorgas correspondentes, anterior ou igual ao prazo de 48 (quarenta e oito meses) mencionado nos incisos I e II § 1º-C;

"§ 1º-K. Aplica-se o disposto ao § 1º-J aos empreendimentos que tenham firmado:

I - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST); ou

II - Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD); ou

III - Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD). "

Comentário PSR: A introdução desta flexibilização prejudica o escopo e finalidade do prazo para o final dos subsídios, uma vez que amplia sem limites a possibilidade de que os empreendimentos usufruam dos subsídios.

Sabendo-se do final prazo, centenas de empreendedores apresentaram requerimentos de outorga e, a “corrida ao ouro”, gera necessariamente ausência de margem para escoamento e conexão de tantos empreendimentos. A flexibilização trazida pelo dispositivo, é capaz de fazer com que todos esses “empreendimentos de papel” tenham direito ao subsídio.

Tabela 5-4 – Proposta de redação para ampliação do período para garantir o direito ao subsídio tarifário concedido as renováveis

6 SEPARAÇÃO LASTRO E ENERGIA

Em 2004, com o desenho do mercado de energia elétrica na Lei nº 10.848, optou-se pela combinação dos produtos energia e lastro em apenas um instrumento contratual e de forma “indissociável”. Assim, de uma forma geral, os contratos no Brasil são instrumentos puramente financeiros: não há exigência de que os vendedores gerem efetivamente cada MWh.

Assim, o desenho para promover a expansão e confiabilidade do sistema previu os pilares calcados em Leilões Regulados, cuja demanda viria do mercado das distribuidoras. Num cenário em que o Mercado Livre era incipiente e a geração composta quase totalmente por hidrelétricas, não havia de fato muitos questionamentos sobre a distorção desse modelo.

Contudo, com o crescimento do ACL e alteração na matriz elétrica, a expansão da confiabilidade centrada apenas no ACR promoveu distorções alocativas: atributos de confiabilidade, normalmente associados a fontes mais caras, passaram a integrar apenas o preço dos consumidores cativos.

Tais distorções foram identificadas no âmbito da Consulta Pública MME 033/2017, que trouxe a necessidade de que os produtos lastro e energia passassem a ser comercializados separadamente, de modo que todos os consumidores contribuíssem com o requisito lastro. Além disso, a segregação é capaz de remunerar e incentivar as fontes que possam atender aos requisitos pelo melhor preço.

Posteriormente a EPE atualizou os estudos, através da CP 083/2019, detalhando a proposta de separar os produtos, no formato da figura abaixo:

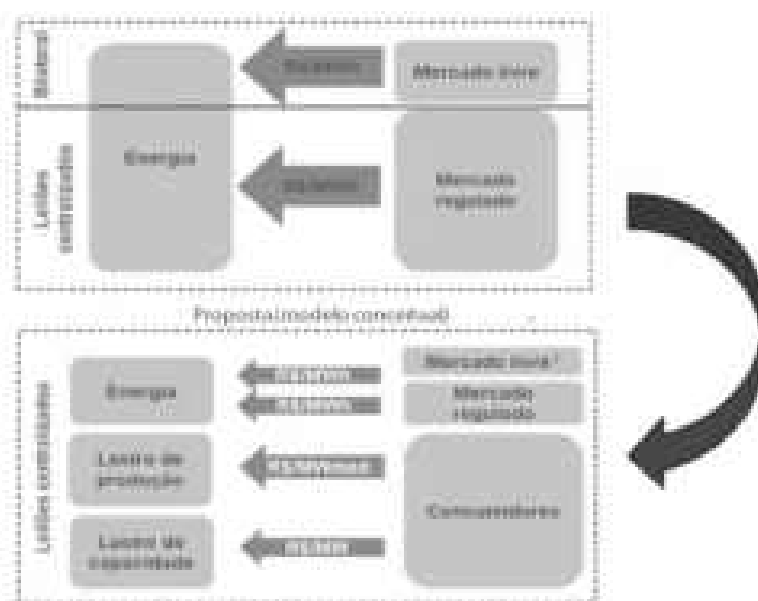


Figura 6-1 – Figura conceitual de separação entre lastro e energia

Reconhecida a necessidade de separação lastro e energia, foram incluídas propostas nos textos em trâmite no Congresso Nacional (PLS 232 e PL 1.917). Em paralelo, buscou-se ainda uma medida de transição denominada Leilão de Reserva de Capacidade, instituída pela Medida Provisória 998/2020, através da qual é possível contratar potência para o sistema por meio do pagamento de encargos por todos os consumidores.

Foi realizada uma mudança mais substancial sobre o tema da versão do Senado para a versão Preliminar Câmara conforme se depreende da análise abaixo:

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
<p>Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>	<p>Art. <u>6º</u> A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>
<p>“Art. 3º O poder concedente, conforme regulamento, homologará o lastro de cada empreendimento, inclusive de geração, a quantidade de energia elétrica e de lastro a serem contratadas para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, e a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, os processos licitatórios de contratação.</p>	<p>“Art. 3º O poder concedente, conforme regulamento, <u>poderá promover a contratação centralizada de energia elétrica, de reserva de capacidade, ou de lastro</u> para o atendimento das necessidades de <u>confiabilidade e adequabilidade sistêmica observado o que segue:</u></p> <p><u>I - o estabelecimento da metodologia para quantificação dos valores máximos de oferta de lastro de cada empreendimento;</u> <u>e</u> <u>II - a homologação da relação dos empreendimentos, novos e existentes, que integram o processo licitatório, a título de referência, com base em sistemática a ser definida em regulamento.</u></p>
<p>Comentário PSR: As alterações visaram, principalmente, manter a ferramenta do Leilão de Reserva de Capacidade, antes provisória, como uma possibilidade de ser usada para a contratação da confiabilidade.</p> <p>Entende-se que a redação anterior era mais coerente com o desenho que está sendo proposto de mercado desde a CP 033. No entanto, durante o período de transição até a completa separação entre lastro e energia pode ser desejável a manutenção de ferramentas hoje existentes e conhecidas pelos agentes.</p> <p>Neste sentido, entende-se ser benéfica a inclusão de texto que condicione o término da possibilidade da contratação de reserva a um prazo estabelecido pelos formuladores de política pública</p>	
<p>§ 4º A contratação da reserva de que trata o § 3º será vedada após a regulamentação e a implantação da modalidade de contratação de lastro prevista no art. 3º-C.</p>	<p>§ 4º A contratação da reserva de que trata o § 3º será vedada após a regulamentação e a implantação da modalidade de contratação de lastro prevista no art. 3º-C.</p>
<p>Comentário PSR: Assim como comentado acima, entende-se que deveria constar da proposta de redação um texto que concilie o período de transição e o desenho desejado.</p>	

<p>§ 4º Os custos da contratação de que trata o caput, os custos administrativos, financeiros e tributários a ela associados e os custos da representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos, conforme regulamento, por todos os consumidores de energia elétrica, inclusive os autoprodutores, por meio de encargo tarifário cobrado com base na proporção do consumo de energia elétrica</p>	<p>§ 4º Os custos da contratação de que trata o caput, os custos administrativos, financeiros e tributários a ela associados e os custos da representação e gestão da centralizadora de contratos serão pagos, conforme regulamento, por todos os consumidores de energia elétrica, inclusive os autoprodutores, por meio de encargo tarifário cobrado <u>que considere as flutuações locacionais, diárias e sazonais nos requisitos adequabilidade e confiabilidade sistêmicas e a quantidade de energia elétrica consumida com base na proporção do consumo de energia elétrica.</u></p>
<p>§ 5º A proporção do consumo de que trata o § 4º poderá ser apurada:</p> <p>I – em periodicidade horária ou inferior;</p> <p>II – considerando a localização do consumo.</p>	
<p>Comentário PSR: O parágrafo acima propõe uma forma de rateio dos custos decorrentes da contratação de lastro diferente dos demais encargos ao incluir questões locacionais e temporais na determinação do rateio. Entende-se que, apesar de ser uma proposta potencialmente complexa de ser implementada sob o ponto de vista operacional, seria a mais correta sob a ótica de alocação de custos impostos ao sistema.</p>	
<p>§ 7º O regulamento de que trata o § 4º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados em até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.</p>	<p>§ 7º O regulamento de que trata o § 4º deverá prever regra para redução da base de cálculo do encargo em função de contratos de compra de energia assinados em até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.</p>
<p>§ 8º Os contratos de que trata o § 7º: (...)</p>	<p>§ 8º Os contratos de que trata o § 7º: (...)</p>
<p>§ 9º A regra de redução de que trata o § 7º: (...)</p>	<p>§ 9º A regra de redução de que trata o § 7º: (...)</p>
<p>Comentário PSR: O § 7º proposto no PL 414 “Senado” potencialmente criaria uma corrida para assinatura de contratos de energia de forma a proteger os agentes do pagamento da contratação por lastro, criando assim um incentivo perverso. Portanto, entende-se que a supressão do § 7º é fundamental para que não sejam criadas novas distorções entre agentes do setor.</p>	

<p>§ 11. O poder concedente deverá estabelecer em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste parágrafo:</p> <p>I – cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, devendo o início da contratação ocorrer em até 30 (trinta) meses da entrada em vigor deste parágrafo;</p> <p>II – as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e</p> <p>III – os parâmetros para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.</p>	<p>§ 7. O poder concedente deverá estabelecer em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste parágrafo:</p> <p>I – cronograma para a implantação da forma de contratação prevista neste artigo, devendo o início da contratação ocorrer em até 30 (trinta) meses da entrada em vigor deste parágrafo;</p> <p>II – as diretrizes, regras e padrões e a alocação de custos referentes à contratação de lastro; e</p> <p>III – os parâmetros para definição dos montantes de lastro a serem contratados para o sistema.</p>
<p>Comentário PSR: A proposta de redação acima estabelece prazo máximo de 24 meses para definição de cronograma, diretrizes e parâmetros a serem utilizados na contratação de lastro. Ela estabelece ainda que a efetiva contratação de lastro deverá ocorrer em até 30 meses após a entrada em vigor deste parágrafo. Entende-se que esta é uma proposta fundamental para criar os marcos necessários para que se avance na separação entre Lastro e Energia.</p>	
<p>§ 12. A contratação de lastro na forma deste artigo considerará empreendimentos novos e existentes, podendo ser realizada:</p> <p>I – com segmentação de produto e preços diferenciados por produto; e</p> <p>II – com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.</p>	<p>§ 8. A contratação de lastro na forma deste artigo considerará empreendimentos novos e existentes, podendo ser realizada:</p> <p>I – com segmentação de produto e preços diferenciados por produto; e</p> <p>II – com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos e <u>soluções de armazenamento, com ou sem geração associada, inclusive com armazenamento associado</u></p>
<p>Comentário PSR: A proposta de redação acima determina que a valoração do lastro a ser contratado pode levar em consideração os atributos ofertados pela fonte e requeridos pelo sistema – algo que faz sentido para este tipo de contratação. Além disto, entende-se que houve um avanço positivo no PL 414 “Preliminar Câmara” ao permitir que soluções em armazenamento com e sem geração associada ofertem neste tipo de produto.</p>	
<p>§ 13. Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários</p>	<p>§ 9. Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários</p>

de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar essa energia e esses serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.	de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar essa energia e esses serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.
Comentário PSR: A redação acima garante que o empreendedor ao vender no leilão de lastro ainda permanecerá com o direito sobre a energia, podendo comercializá-la da forma desejada, porém atendendo as obrigações referentes à venda do produto lastro.	
“Art. 3º-D. O poder concedente, para fins do disposto no art. 3º-C, deverá promover a separação da contratação referente ao lastro daquela referente à energia elétrica.	“Art. 3º-E. O poder concedente, para fins do disposto no art. 3º-D, deverá promover a separação da contratação referente ao lastro daquela referente à energia elétrica.
§ 2º A contratação de energia elétrica para atendimento ao mercado regulado poderá ocorrer no mesmo processo licitatório realizado para a contratação de lastro.”	§ 2º A contratação de energia elétrica para atendimento ao mercado regulado poderá ocorrer no mesmo processo licitatório realizado para a contratação de lastro.”
Comentário PSR: A redação acima permite que a contratação de lastro possa ser realizada no mesmo processo licitatório da de energia para o mercado regulado. Entende-se que esta é uma proposta que deva prosperar uma vez que há a possibilidade de haver uma sinergia, reduzindo assim os custos para os consumidores cativos.	

Tabela 6-1 – Proposta de redação para endereçar a separação entre Lastro e Energia

7 Outros temas

7.1 Prorrogação das concessões de distribuição e geração hidroelétrica

Um tema que foi introduzido nessa nova versão do PL 414 se refere à prorrogação das concessões de distribuição, enquadradas no arts. 27 e 28 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme análise do quadro abaixo.

PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 28-A As concessões de distribuição de energia elétrica outorgadas como consequência dos processos licitatórios previstos nos arts. 27 e 28 poderão ser prorrogadas pelo Poder Concedente, observados os critérios e disposições do art. 7º da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
Parágrafo único. A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o caput dependerá da aceitação expressa pela concessionária das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo ao contrato de concessão”
Comentário PSR: O dispositivo materializa o que hoje já se encontra como uma possibilidade no Art. 4º, §3º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, porém passa a definir quais seriam as condições para a prorrogação. De acordo com a proposta, as distribuidoras privatizadas a partir de 1995 e nunca prorrogadas, teriam direito à prorrogação desde que cumpram as mesmas condições das prorrogadas em 2015 sob a égide da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, com a revisão das cláusulas do contrato de concessão, especialmente com relação às metas de qualidade e sustentabilidade econômica e financeira.

Tabela 7-1 – Proposta de redação para renovação das concessões de distribuição

Com relação às prorrogações de concessão de geradores hidrelétricos, a versão PL 414 “Senado” possui um texto que prevê esta hipótese para concessões alcançadas pelo Art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 – outorgadas antes da vigência da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e que já haviam sido prorrogadas pelo período de 20 anos.

Na versão PL 414 “Preliminar Câmara”, há em verdade a i) antecipação e, ii) definição dos critérios e condições de prorrogação das concessões de geração alcançadas pelo art. 4º, §2º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Ou seja, quem já detém previsão de prorrogação legal e em suas outorgas.

PL 414 “Preliminar Câmara”

Art. 7º A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 1º-A A partir da vigência deste artigo, as concessões de geração de usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) alcançadas pelo § 2º do art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, outorgadas anteriormente a 11 de dezembro de 2003, desde que não tenham sido prorrogadas, serão prorrogadas, a critério do concessionário, uma única vez, podendo tal prorrogação, por um prazo de trinta anos, ser antecipada na forma deste artigo.

Comentário PSR: O caput traz o enquadramento de quais empreendimentos poderão requerer a antecipação da prorrogação da outorga e quais condições serão aplicáveis. Trata-se de outorgas ainda não prorrogadas e que possuem previsão legal e contratual para tal.

§ 1º São condições para a prorrogação da outorga de concessão para aproveitamento de potencial hidráulico na forma deste artigo:

I - previsão, no contrato de concessão, de pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pela prorrogação;

II - o pagamento de outorga a que se refere o inciso II do caput art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão, denominado bonificação pela outorga;

III - adoção da produção independente como regime de exploração, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inclusive, quanto às condições de extinção das outorgas e de encampação das instalações e da indenização porventura devida;

IV - a assunção do risco hidrológico pelo concessionário a partir do término do período remanescente da concessão atual, vedada a repactuação prevista na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;

V - o cálculo do valor da garantia física com validade a partir do início da outorga, sem limite de variação em relação à garantia física anteriormente vigente e sujeita à revisão nos termos das normas vigentes durante o novo prazo de concessão

Comentário PSR: O §1º é o que contém as informações de maior relevância pois define quais são as condições para que o concessionário possa exercer a faculdade de antecipar a prorrogação das outorgas.

Os incisos I e II tratam do “valor adicionado à concessão” que deverá ser pago pelo concessionário mediante duas parcelas: metade para a CDE, reduzindo e otimizando o encargo, e a outra metade na forma de bonificação de outorga para o Poder Concedente.

O inciso III define que o regime será o de produtor independente, cabendo a gestão de riscos pelo gerador, bem como a disposição da energia livremente.

<p>O inciso IV define que não haverá mais a repactuação do risco hidrológico, na forma da Resolução ANEEL 684/2015, em que o gerador transferia o risco aos consumidores cativos mediante o pagamento de um prêmio de risco (de acordo com o produto escolhido). A repactuação, se existente, cessará no final do prazo original da outorga.</p> <p>O inciso V impõe, no ato da prorrogação, o cálculo e revisão da garantia física sem que sejam aplicados os limites definidos no Decreto 2.655 (5% a cada alteração e 10% no total, considerando o período todo da outorga). Após a assinatura do aditivo, as demais revisões seguirão os termos regulamentares em vigor. Entende-se que este inciso é positivo pois o objetivo é aproximar em tornar a garantia física definida da real, trazendo maior equilíbrio ao MRE.</p>
<p>§ 2º A antecipação da prorrogação de que trata o caput deverá ser solicitada pelo concessionário em até 90 dias contados da vigência deste parágrafo.</p>
<p>§ 3º O concessionário deverá confirmar a aceitação das condições de prorrogação em até 60 (sessenta) dias a contar da apresentação destas pelo Poder Concedente</p>
<p>§ 4º A assinatura do termo aditivo deverá ocorrer no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias, a contar da apresentação da confirmação de que trata o §3º.</p>
<p>§ 5º O Poder Concedente regulamentará procedimento de prorrogação das concessões de geração das usinas hidrelétricas de que trata o caput.”</p>
<p>Comentário PSR: Os parágrafos §3º a §5º são procedimentais e estipulam a forma e prazos segundo os quais o concessionário deve: (i) requerer a prorrogação, (ii) confirmar a aceitação das condições do Poder Concedente e (ii) assinar o termo aditivo para formalizar a prorrogação. Há ainda a definição de que o texto legal carece de regulamentação adicional pelo Poder Concedente.</p>

Tabela 7-2 - Proposta de redação para condições para prorrogação das concessões de hidroelétricas

7.2 Formação de preço

Outro tema que já constava da versão do PL 414 “Senado” e que teve alterações nesta versão “Preliminar Câmara” é a formação de preço. Este é um tema sensível em todos os aspectos uma vez que possui impactos tanto em termos comerciais, como também físico (despacho do sistema).

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 1º(...)	
	§ 5º (...)

	<p><u>III – o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que deverão ser adquiridos em mecanismo concorrencial.</u></p>
<p>Comentário PSR: A redação proposta altera a redação atual deste inciso, obrigando que os serviços ancilares sejam adquiridos por meio de mecanismo concorrencial. Entende-se que este é um aprimoramento importante, especialmente no contexto de transição da matriz elétrica, mas que deveria ser mantida a possibilidade de contratação regulada para alguns serviços ancilares devido as suas características.</p>	
<p>§ 5º-B. A definição dos preços de que trata o § 5º poderá dar-se por meio de:</p> <p>I – regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; e</p> <p>II – ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis.</p>	<p>§ 5º-B. A definição dos preços de que trata o § 5º poderá dar-se por meio de:</p> <p>I – regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada e evitem alocações de custos em encargos setoriais, buscando a máxima correspondência entre preço e decisões de despacho;</p> <p>ou</p> <p>II – ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis.</p>
<p>Comentário PSR: As duas propostas de redação visam possibilitar que os preços do mercado de curto prazo sejam definidos tanto por modelos centralizados de otimização para minimização dos custos de operação quanto por modelo de oferta de preços e quantidades.</p> <p>A alteração proposta no PL 414 “Preliminar Câmara” visa gerar um <i>enforcement</i> para que as decisões de despacho e preço estejam o mais acopladas o possível. No entanto, entende-se que o texto da forma como colocado ataca somente o preço final e não a formação dele. Por exemplo: para evitar um descasamento entre preço e decisão de despacho, bastaria que a regra de definição do preço fosse $CMO = CVU$ da térmica marginal. Entretanto, sabe-se que existem relações muito mais complexas por de trás da formação do CMO.</p> <p>Assim, seria desejável que o <i>enforcement</i> fosse na linha de uma melhor representação das restrições do despacho físico, fazendo com que a formação de preço as levasse em consideração, acoplando mais as decisões físicas de despacho com o preço resultante.</p> <p>Ressalta-se que os formuladores de política pública deveriam buscar esse mesmo cuidado também em uma eventual adoção da formação de preço por oferta, uma vez que pode haver um descasamento entre a oferta e o despacho físico devido a restrições não representadas no modelo de balanço entre oferta e demanda.</p>	
<p>§ 5º-C. Os modelos computacionais usados na otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º,</p>	<p>§ 5º-C. Os modelos computacionais usados na otimização dos usos dos recursos eletroenergéticos de que trata o inciso I do § 4º,</p>

<p>na definição de preços de que trata o § 5º-B e no cálculo de lastro de que trata o art. 3º devem ser submetidos a testes de validação pelos agentes do setor de energia elétrica.</p>	<p>na definição de preços de que trata o § 5º-B e no cálculo de lastro de que trata o art. 3º devem ser submetidos a testes de validação pelos agentes do setor de energia elétrica, <u>devendo ser contratados por licitação após 30 meses da publicação deste parágrafo.</u></p>
<p>Comentário PSR: A proposta da versão do PL 414 “Preliminar Câmara” traz um avanço importante para a quebra do monopólio hoje existente no fornecimento de ferramentas computacionais para fins de despacho e formação de preço, gerando assim competição entre os fornecedores deste tipo de modelo possibilitando importantes avanços tecnológicos na direção de uma melhor representação do problema real.</p>	
<p>§ 5º-D. A definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:</p> <p>I – será precedida de:</p> <p>a) estudo específico sobre alternativas para sua implantação, realizado pelo poder concedente em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste inciso;</p> <p>b) período de testes não inferior a 1 (um) ano;</p> <p>II – deverá estar associada a mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas prejudiciais à concorrência;</p> <p>III – será aplicada em até 42 (quarenta e dois) meses após a entrada em vigor deste inciso.</p>	<p>§ 5º-D. A definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-B:</p> <p>I – será precedida de:</p> <p>a) estudo específico sobre alternativas para sua implantação, realizado pelo poder concedente em até 24 (vinte e quatro) meses após a entrada em vigor deste inciso;</p> <p>b) período de testes não inferior a 1 (um) ano;</p> <p>II – deverá estar associada a mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas prejudiciais à concorrência;</p> <p>III – não será aplicada em até 42 (quarenta e dois) meses após a entrada em vigor deste inciso antes de 12 (doze) meses da publicação desta Lei.</p>
<p>Comentário PSR: Este parágrafo define as condições gerais para adoção de um mecanismo de oferta de preços e quantidades para definição do despacho do parque gerador. Destaca-se que o texto do PL 414 “Senado” é incisivo quanto a adoção deste modelo após 42 meses, enquanto o PL 414 “Preliminar Câmara” só condiciona a não utilização deste modelo em menos de 12 meses. Sem julgar o mérito da questão, o texto mais recente parece mais adequado considerando o disposto no inciso I e o nível de profundidade dos estudos e análises realizadas sobre o tema aplicado ao Setor Elétrico Brasileiro até o momento, isto é, o que o texto impõe é que estudos devem ser realizados e apresentados e discutidos com a sociedade antes da definição sobre a adoção deste modelo ou não.</p>	

Tabela 7-3 – Proposta de redação para aprimoramento dos mecanismos de formação de preço e despacho

7.3 Segurança de mercado

Um tema que esteve muito em voga nos últimos anos é a segurança de mercado. Em 2019, o SEB presenciou casos de comercializadoras que não conseguiram honrar seus contratos com suas contrapartes devido a estratégias comerciais que se mostraram equivocadas. Neste sentido, muito tem-se discutido sobre mecanismos para aumentar a segurança de mercado.

Neste sentido, ambas as versões do PL 414 trazem propostas de aprimoramentos no sistema de garantias financeiras, conforme a seguir.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 6º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 1º (...)	“Art. 1º (...)
§ 6º (...) II – as garantias financeiras, que poderão prever, entre outras formas: a) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; e b) chamada de recursos para fechamento de posições deficitárias com apuração diária;	§ 6º (...) II – as garantias financeiras, que poderão prever , deverão, em até 24 (vinte e quatro) meses, prever , entre outras formas: a) aporte prévio de recursos para efetivação do registro de operações; e b) chamada de recursos para fechamento de posições deficitárias com apuração diária;
<p>Comentário PSR: Estas duas propostas vão ao encontro do aumento da segurança de mercado ao modificar o inciso original, que era generalista, para instituir a necessidade de aporte prévio de recursos e chamada de margem (como feito no mercado financeiro). Destaca-se que o texto do PL 414 “Preliminar Câmara” é mais incisivo ao determinar que pelo menos as duas formas constantes no texto da lei sejam implementadas em até 24 meses. Entende-se que seria interessante manter o texto desta versão de forma a criar um <i>enforcement</i> para implementação destas regras.</p> <p>Propostas neste sentido, de aumenta a segurança de mercado, tornam-se ainda mais importante no contexto da abertura do Mercado Livre e, conseqüentemente, do aumento do número de agentes, cada vez menores, na CCEE.</p>	

Tabela 7-4 – Proposta de redação para aporte de garantias financeiras nas operações na CCEE

Junto a esta proposta, destaca-se outra que também visa melhorar o ambiente de contratação livre, especialmente em um contexto de abertura de mercado: a criação de uma bolsa de energia. Este tópico é abordado nas duas versões, conforme abaixo.

PL 414 “Senado” & PL 414 “Preliminar Câmara”

Art. 5º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 1º (...)
§ 6º-A. O Poder Executivo deverá propor, em até 30 (trinta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, aprimoramentos no arranjo do mercado de energia elétrica orientados ao desenvolvimento e à sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais.
Comentário PSR: Entende-se que esta proposta de texto poderia impor um prazo mais enxuto para apresentação dos estudos, algo como 24 meses, e determinar um prazo para que ações mais concretas fossem implementadas.

Tabela 7-5 – Proposta de redação para aprimoramento do mercado e criação de bolsas de energia elétrica

7.4 Alterações na estrutura tarifária

O PL 414 dentro de suas propostas aborda o tema da estrutura tarifária, especialmente aquela aplicável aos consumidores conectados à baixa tensão. Essa é uma discussão recorrente no SEB e, mais recentemente, a Aneel instaurou a Audiência Pública 059/2018 para debater com a sociedade propostas de aprimoramento da estrutura tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B – Baixa Tensão. Destaca-se que essa discussão possui diferentes dimensões de impactos: i) consumidores – estrutura tarifária mais complexa requereria uma campanha de ampla divulgação; ii) distribuidoras – a depender da nova estrutura tarifária, novos medidores seriam necessários, o que implicaria em mais custos para o setor; iii) micro e mini geração distribuída – considerado os efeitos da Lei 14.300/2022, uma mudança na estrutura tarifária ensejaria a publicação de duas tarifas diferentes para o Grupo B, com estruturas tarifária completamente diferenciadas; entre outros.

Sobre este tema, o PL 414 apresenta as seguintes propostas.

PL 414 “Senado”	PL 414 “Preliminar Câmara”
Art. 2º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Art. 3º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:
“Art. 3º (...)	Art. 3º (...)

<p>§ 10. Após 60 (sessenta) meses da entrada em vigor deste parágrafo, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores de energia elétrica, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada apenas em reais por unidade de energia elétrica consumida.</p>	<p>§ 10. <u>Em até</u> 60 (sessenta) meses da entrada em vigor deste parágrafo, <u>a ANEEL deverá disponibilizar modalidade tarifária às unidades consumidores conectadas em tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV (dois inteiros e três décimos quilovolts), que possibilitem a cobrança da componentes tarifárias de distribuição e de transmissão com base na demanda dos consumidores.</u></p>
<p>Comentário PSR: As duas propostas de texto visam a mudança na estrutura tarifária dos consumidores conectados a baixa tensão. No entanto, o PL 414 “Senado” determina que as tarifas destes consumidores sejam cobradas pelo consumo e por outra parcela – sem especificar qual. Já o PL 414 “Preliminar Câmara” determina que a Aneel deverá disponibilizar (e não impor) uma tarifa que possua também uma componente com base na demanda dos consumidores.</p> <p>Entende-se que a proposta original traria maior benefício para o setor considerando seu caráter determinativo (aplicação efetiva desta tarifa) e a possibilidade de uma cobrança que não seja relacionada a demanda dos consumidores e que não envolva a necessidade de troca dos medidores, como por exemplo um custo fixo por número de fases de fornecimento (conforme proposto na AP 059/2018 Aneel).</p> <p>Cabe, no entanto, ressaltar que seria importante a criação de um dispositivo para tratar dos consumidores que já tenham realizado investimento em MMDG e que participam do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (<i>net metering</i>) até a aprovação do parágrafo.</p>	

Tabela 7-6 – Proposta de redação para alteração na estrutura tarifária

7.5 Incentivos a atividades inovadoras

Um aspecto interessante trazido no PL 414 “Preliminar Câmara” é o incentivo as atividades inovadoras no serviço público de energia elétrica, conforme apresentado a seguir.

<p>PL 414 “Preliminar Câmara”</p>
<p>Art. 1º A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p>
<p>“Art. 11 (...)</p>
<p>§ 1º As fontes de receita previstas neste artigo serão obrigatoriamente consideradas para a aferição do inicial equilíbrio econômico-financeiro do contrato.</p>
<p>§ 2º No caso dos serviços públicos de energia elétrica, as fontes de receitas previstas neste artigo que sejam oriundas de novos arranjos tecnológicos ou novos serviços aos usuários com atributos de inovação, conforme regulamento, terão um período de 10 (dez) anos,</p>

contados a partir de seus registros contábeis, para compor efeitos à modicidade tarifária.” (NR)

Comentário PSR: Entende-se que esta proposta de texto flexibiliza as chamadas Outras Receitas, auferidas pelas distribuidoras, e fomenta a inovação e novos arranjos tecnológicos.

Tabela 7-7 – Proposta de redação para flexibilização de Outras Receitas

7.6 Revogações

A versão PL 414 “Preliminar Câmara” traz ao fim, assim como a versão anterior, dispositivos que serão revogados após sua aprovação e publicação.

De modo semelhante ao conduzido nas demais seções deste Relatório, o foco se dará às alterações com a versão anterior. Assim haverá dois tipos de categorias para a análise das revogações: (i) dispositivos antes revogados e que nesta versão permanecerão no ordenamento jurídico; e, (ii) dispositivos que passaram a ser revogados por esta versão.

Na categoria (i) “**dispositivos antes revogados e que nesta versão permanecerão no ordenamento**”, há a sequência dos seguintes dispositivos legais:

PL 414 “Preliminar Câmara”
Dispositivos que constavam como revogados no PL 414 “Senado” e não foram incorporados no art. 9º do PL 414 “Preliminar Câmara”, ou seja, permanecem como estão redigidos a seguir.
<i>Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995</i>
Art. 4º (...)
§ 13. As concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica poderão, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 desta Lei, afastada a vedação de que trata o inciso III do § 5º, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.
Comentário PSR: A manutenção do referido parágrafo mantém o status quo de que as distribuidoras, em situações específicas de sobrecontratação possam comercializar tais excedentes com consumidores livres. Entende-se como positiva esta manutenção pois fornece mais uma alternativa para a gestão do portfolio pelas distribuidoras de energia elétrica, necessária num cenário de liberação total do mercado.
<i>Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004</i>
Art. 2º (...)

§ 7º-B. O preço máximo de contratação da energia proveniente dos empreendimentos de geração de que trata o § 7º-A, licitados nos termos desta Lei, não poderá superar o preço médio por fonte resultante dos leilões de que tratam os incisos II e III do § 5º deste artigo e o § 1º do art. 3º-A, excetuando-se, no cálculo do preço médio, os leilões para contratação de energia proveniente de projetos de geração de que trata o inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Comentário PSR: A manutenção do referido parágrafo mantém a limitação para o preço máximo para oferta de energia em Leilões de Energia Nova de empreendimentos que já possuam outorga, mas que ainda não tenham entrado em operação comercial.

Entende-se como positiva esta manutenção de teto para os preços de energia comercializada por empreendimentos “já viáveis”, ou seja, que já possuem outorga embora ainda não operacionais.

Na categoria (ii) “**dispositivos que passaram a ser revogados por esta versão**”, há a sequência dos seguintes dispositivos legais:

PL 414 “Preliminar Câmara”
<i>Dispositivos passaram a constar como revogados apenas na versão PL 414 “Preliminar Câmara”, ou seja, serão excluídos do ordenamento jurídico.</i>
Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000
Art. 1º (...)
I – até 31 de dezembro de 2022, os percentuais mínimos definidos no caput deste artigo serão de 0,50% (cinquenta centésimos por cento), tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia;
Comentário PSR: A revogação do referido inciso decorreu da alteração proposta por esta versão, que passa a tornar como permanente a alocação dos recursos, de acordo com a receita operacional líquida das concessionárias e permissionárias de distribuição, na proporção de 0,50% para P&D e 0,50% para EE, cujos valores antes eram definidos até 31/12/2022. Na prática deixariam de vigorar, a partir de 1º/01/2023, os percentuais de 0,75% para P&D e 0,25% para EE, ou seja, atualmente a partir do próximo ano haveria uma destinação aos projetos de pesquisa e desenvolvimento. De toda forma, esta postergação para o aumento do percentual destinado ao P&D tem acontecido sucessivamente, sendo que a primeira redação da Lei nº 9.991/2000 previa este aumento a partir de 1º/01/2006. Na prática, portanto, não altera o status quo dos valores aplicados em cada uma das atividades.

Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013

Art. 2º (...)

§ 2º Todo o excedente de energia elétrica não consumida pelas unidades consumidoras do titular da concessão de autoprodução será liquidado no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD.

§ 3º A receita auferida pela liquidação de que trata o § 2º poderá ser utilizada pelo auto-produtor no fomento a projetos de eficiência energética em suas instalações de consumo, durante todo o período da concessão.

Comentário PSR: A revogação dos referidos parágrafos visa retirar uma condição ao auto-produtor que prorrogasse sua outorga nos termos da Lei nº 12.783/2013, que o impedia de eventualmente comercializar seus excedentes no ACL, bem como carimbava a receita dos excedentes à aplicação em projetos de eficiência energética em suas instalações.

Entende-se como positiva a revogação uma vez que tais restrições não se mostram compatíveis aos conceitos trazidos pelo PL 414 de modernização e abertura de mercado.

8 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NOS AGENTES

Neste capítulo serão avaliados os impactos, positivos e negativos nos diferentes agentes, decorrente da implementação das medidas propostas no PL 414 “Versão Câmara”. Para isto foi criado um sistema de pontuação como a seguinte escala: Muito bom, Bom, Neutro, Ruim e Muito Ruim. Esse sistema será referenciado neste capítulo e utilizado nas conclusões do relatório para mensurar os impactos nos agentes.

8.1 Abertura do Mercado Livre em 42 meses

Atualmente os consumidores de pequeno porte, isto é, aqueles conectados à rede de distribuição na baixa tensão não podem acessar o Mercado Livre de energia e, portanto, tem somente na Micro e Mini Geração Distribuída uma alternativa de suprimento energético. A inclusão do Art. 15-A na Lei 9.074, conforme proposto pelo PL 414, possibilitaria a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre.

Consumidores cativos de pequeno porte

Apesar desta medida ter aspectos positivos para estes consumidores, ao garantir um maior poder de escolha, pode também trazer aspectos negativos para estes agentes caso essa abertura seja realizada de uma forma desordenada (ex. não equacionamento dos custos legados). Portanto, para esta classe de consumidores atribuímos essa medida como **Neutra**, justamente por ter aspectos positivos e potenciais aspectos negativos.

Grandes consumidores

Os grandes consumidores hoje já podem acessar o Mercado Livre, com alguma restrição sobre a origem da energia a ser comprada – a depender da sua demanda, e, portanto, a implementação desta medida não teria impacto nestes agentes. Por isso, atribuímos essa medida como **Neutra** para eles.

Autoprodutores existentes

Atualmente, para o enquadramento como autoprodutor, o consumidor deve já estar inserido no Mercado Livre de energia. Portanto, a implementação desta medida não teria impactos nestes agentes e, por isso, atribuímos essa medida como **Neutra** para eles.

Autoprodutores novos

Assim como no caso dos autoprodutores existentes, a implementação desta medida não teria impactos nestes agentes e, por isso, atribuímos essa medida como **Neutra** para eles.

Geração distribuída

Como mencionado, a geração distribuída tem sido uma alternativa importante para consumidores cativos de pequeno porte que desejam otimizar custos com a energia elétrica, uma vez que não podem acessar outras alternativas, como por exemplo o Mercado Livre. Portanto, a implementação desta medida criaria uma concorrência para a geração distribuída e, por isso, atribuímos essa medida como **Ruim** para eles. Destacamos que ela pode ser pior para estes agentes caso haja uma antecipação do prazo para a abertura total do mercado.

Segmento de distribuição

Para o segmento de distribuição o maior risco associado a abertura do mercado, conforme proposto no PL, é haver um descompasso regulatório e/ou temporal para a implementação de outras medidas regulatórias necessárias para garantir a sustentabilidade do setor (por exemplo o equacionamento dos custos legados). Portanto, atribuímos a implementação desta medida como **Ruim** para este segmento.

Segmento de transmissão

Para o segmento de transmissão, a implementação desta medida tende a não ter impacto algum. Portanto, atribuímos a implementação desta medida como **Neutra** para este segmento.

Segmento de comercialização

A abertura do Mercado Livre possibilitará o acesso de novos consumidores a este ambiente de comercialização, o que significa nova demanda a ser atendida. Naturalmente, haverá uma mudança no perfil do consumidor livre atendido atualmente, uma vez que a atividade de comercialização de energia atingirá o varejo. Esta nova configuração exigirá dos agentes um portfólio robusto para o atendimento das diferentes curvas de consumo e o desenvolvimento de novos produtos a serem ofertados a mercado. Neste sentido, entendemos que para o segmento de comercialização a implementação desta medida é classificada como **Muito Bom**, justamente pela capacidade deste segmento em atender a estas novas necessidades do consumidor.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos, a ampliação do Mercado Livre significaria também um aumento na demanda a ser suprida. No entanto, diferentemente do segmento de comercialização, entendemos que pelas características do modelo de negócio, a implementação desta medida seria classificada como **Bom** para as UHEs.

Geradores termoelétricos

Atualmente, os consumidores termoelétricos, devido as características de despacho desse tipo de planta, não costumam atender a consumidores do Mercado Livre. Portanto, a implementação somente desta medida não representaria nenhuma nova oportunidade para estes agentes. Portanto, classificamos essa medida como **Neutra** para as usinas termelétricas.

Geradores renováveis não convencionais

Assim como posto para os geradores hidroelétricos, entendemos que a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre teria um impacto positivo para os geradores renováveis não convencionais. Portanto, classificamos essa medida como **Bom** para estes agentes.

8.2 Diretrizes para Separação D&C

Atualmente as distribuidoras são responsáveis por fornecer energia elétrica e garantir o suprimento energético de seus consumidores. Portanto, elas prestam, dentro de um mesmo contrato de concessão duas atividades de natureza distinta: distribuição e comercialização de energia elétrica. O PL 414 ao incluir os Arts. 9º-A, 9º-B e 15-A (inciso III) na Lei 9.074 possibilita a segregação destas duas atividades, tanto a nível contábil, quanto tarifário ou até mesmo em termos de outorga.

Consumidores cativos de pequeno porte

Como os consumidores de pequeno porte atualmente tem na distribuidora sua principal opção de suprimento (além da MMGD), entende-se que a separação entre as atividades D&C poderia ser classificada como **Bom**. Essa classificação se deve por entendermos que ao segregar as duas atividades seria possível ter um aumento na eficiência alocativa entre os serviços de distribuição e comercialização, o que tenderia a se refletir em tarifas mais competitivas para os consumidores finais.

Grandes consumidores

Consumidores de maior porte estão, usualmente, conectados diretamente a rede de transmissão e, por este motivo, a segregação das atividades D&C tende a não os impactar. Portanto, entendemos que para estes agentes esta medida pode ser classificada como **Neutra**.

Autoprodutores existentes

Os primeiros consumidores a adotarem um regime de autoprodução foram grandes consumidores e, portanto, estavam em sua maioria conectados à rede de transmissão. No entanto, esta alternativa de suprimento tem se popularizado nos últimos anos com a adoção de alguns regimes tributários e devido aos benefícios tarifários concedidos, atraindo consumidores menores e, em sua maioria, conectados à rede da distribuidora.

Assim, o impacto nesta classe de agentes pode ser diverso, isto é, para aqueles conectados a transmissão não haveria nenhum ônus/bônus, mas para aqueles conectados a rede de distribuição, poderia ter alguma eficientização no desenho tarifário. No entanto, entendemos que para estes agentes esta medida deve ser classificada como **Neutra**.

Autoprodutores novos

Assim como no caso dos autoprodutores existentes, entendemos que essa medida para os novos autoprodutores pode ser classificada como **Neutra**.

Geração distribuída

A separação D&C possui diversos níveis de segregação, conforme mencionado anteriormente. Porém, o texto do PL 414 deixa em aberto quanto a profundidade que deve ser atingida com a separação das atividades. No caso específico da MMGD, entende-se que caso essa separação seja apenas contábil, não haveria nenhum impacto para este segmento. No entanto, caso essa separação seja tarifária, ou até mesmo em termos de outorga, há possibilidade de melhorias no desenho tarifário, o que poderia resultar em tarifas mais competitivas e, portanto, menor

custo de oportunidade para a MMGD. Assim, entende-se que devido a incerteza existente quanto ao nível de profundidade, atribui-se o impacto desta medida para a MMGD como **Neutra**.

Segmento de distribuição

No caso do segmento de distribuição, independente da profundidade da separação entre as atividades, entendemos que essa medida tem impacto **Muito bom**. Essa avaliação se justifica pela possibilidade de implementação de melhorias na alocação de custos entre os serviços de distribuição e comercialização, tanto contabilmente quanto em termos tarifários.

Segmento de transmissão

Para o segmento de transmissão entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Para o segmento de comercialização entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

Para os geradores térmicos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.3 Criação do encargo de sobrecontratação

Um tópico importante inserido pelo PL 414 é a criação do encargo de sobrecontratação por meio da adição dos Arts. 16-B e 16-C na Lei 9.074. Este novo encargo tarifário seria o responsável por repartir os custos da sobrecontratação, associado aos contratos legados, decorrente da migração dos consumidores para o Mercado Livre. Na versão “Preliminar Câmara” a proposta é que esse encargo seja pago por todos os consumidores, livre e cativos, na proporção do consumo líquido.

Consumidores cativos de pequeno porte

Atualmente os custos da sobrecontratação decorrente da migração de consumidores para o Mercado Livre recai sobre os consumidores cativos, uma vez que a distribuidora tem reconhecido esse volume de energia como uma sobrecontratação involuntária. Portanto, entendemos que a adoção dessa medida seria classificada como **Muito bom** para os consumidores cativos,

uma vez que o grande ônus que hoje recai somente sobre eles, passaria a ser repassado entre todos os demais consumidores.

Grandes consumidores

Já para os grandes consumidores, essa medida teria um efeito contrário ao do esperado para os consumidores cativos. Isto porque eles passariam a pagar um encargo que hoje não consta da sua estrutura tarifária. Portanto, para estes consumidores a implementação desta medida seria **Ruim**.

Autoprodutores existentes

Conforme mencionado anteriormente, a proposta é que esse encargo incida somente sobre o consumo líquido, o que no caso dos autoprodutores tende a ser um valor muito pequeno, se não zero (justamente para que possam auferir a isenção dos demais encargos – CDE, Proinfra, ESS e EER). Portanto, para estes consumidores a implementação desta medida seria classificada como **Neutra**.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores, a mensuração do impacto da implementação desta medida é condicionada a outro tópico que está no texto do PL 414 (aquele que versa sobre os limites para enquadramento enquanto autoprodutor). Portanto, considerando o texto do Projeto de Lei como um todo, entende-se que esta medida, se implementada, seria classificada como **Negativa** para os novos autoprodutores.

Geração distribuída

Para a geração distribuída, a criação deste novo encargo setorial pode ser classificada como **Muito bom**, uma vez que haveria o aumento no custo de oportunidade associado a tarifa regulada (portanto, o benefício percebido pelo consumidor com MMGD seria maior) e haveria um aumento no custo total do consumidor no Mercado Livre, reduzindo assim a atratividade desta alternativa frente a MMGD.

Segmento de distribuição

Para as distribuidoras, a repartição dos custos da sobrecontratação associados a migração de consumidores para o Mercado Livre seria **Bom**, dado que haveria menor pressão nas tarifas reguladas (com os custos sendo repartidos entre ACR e ACL), o que é positivo sob o aspecto de faturamento e regularização de consumidores.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Assim como para os grandes consumidores, a criação deste novo encargo setorial pode ser classificada como **Ruim** para as comercializadoras. Essa classificação se deve ao fato da redução de competitividade do Mercado Livre frente ao Mercado Cativo, o que possivelmente

levará a um estreitamento das margens de comercialização de energia auferidas atualmente pelas comercializadas.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

Para os geradores termoelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

8.4 Mercado pagante do encargo de sobrecontratação

A versão “Preliminar Câmara” manteve o artigo 16-C da Lei nº 9.074 que estabelece que o encargo de sobrecontratação será rateado entre todos os consumidores – a exceção são os autoprodutores que serão cobrados somente sobre o consumo líquido.

Consumidores cativos de pequeno porte

Para os consumidores cativos de pequeno porte essa proposta é classificada como ***Muito bom***, dado que amplia o mercado pagante deste encargo, resultando em um valor unitário menor.

Grandes consumidores

Para grandes consumidores que já migraram para o Mercado Livre, a implementação desta proposta significa um aumento tarifário, uma vez que hoje eles não pagam por este custo. Portanto, atribuímos a essa medida a classificação de ***Ruim*** para estes agentes.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes, como eles pagarão este encargo somente sobre o consumo líquido (e que este tende a ser muito baixo), entende-se que essa medida teria um impacto muito pequeno e, portanto, atribuímos a ela a classificação ***Neutra*** para estes agentes.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores, considerando que perderão (ou que terão maior dificuldade em conseguir) o direito a isenção nos encargos tarifários, essa medida tem um viés negativo, uma vez que imputará novos custos a eles. Portanto, classificamos essa medida como ***Ruim*** para estes agentes.

Geração distribuída

No caso da geração distribuída, entende-se que esta medida é positiva pois ao alocar aos consumidores do ACL este novo encargo, reduz a atratividade de migração e aumenta-se a

competitividade da MMDG em um potencial cenário de abertura do mercado. Assim, classificamos essa proposta como **Bom** para estes agentes.

Segmento de distribuição

Para o segmento de distribuição, a implementação desta medida pode ser considerada positiva porque opera no sentido de racionalização de subsídios e repartição mais equânime dos custos sistêmicos. Por isso, a classificamos como **Bom** para estes agentes.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

No caso do segmento de comercialização, a implementação desta medida potencialmente reduziria as margens de negociação, uma vez que haveria um aumento no custo para o consumidor final e, portanto, menos espaço para arbitragem entre a tarifa regulada e o custo no Mercado Livre. Portanto, a classificamos com **Ruim** para estes agentes.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

Para os geradores termoelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.5 Aprimoramento na Formação de Preço

Atualmente a formação de preços no Setor Elétrico Brasileiro se dá de forma centralizada a partir de modelos computacionais que utilizam custos auditados das usinas do parque gerador para definir o despacho energético e, conseqüentemente, o custo marginal de operação. O PL 414 propõe alterações nos Arts. 1º, §§5º-B, 5º-c e 5º-D da Lei nº 10.848 que possibilitariam uma mudança no modelo de formação de preço, permitindo que este fosse feito a partir de ofertas de preço-quantidade dos agentes, como adotado em diversos mercados internacionais.

Consumidores cativos de pequeno porte

Atualmente o sinal de preços de curto prazo para os consumidores cativos de pequeno porte é quase inexistente, sendo percebido somente pela alteração na bandeira tarifária vigente. Isto porque as tarifas de fornecimento são reajustadas somente uma vez ao ano, com

calendário pré-definido, e quase todo desvio de receitas e despesas da distribuidora se acumula em uma conta gráfica, denominada CVA, repassada a posteriori aos consumidores finais.

Neste sentido e considerando que as alterações propostas para que haja um aprimoramento no mecanismo de formação de preço tendem a aproximar mais o custo da energia com o preço da energia, reduzindo assim, principalmente os encargos setoriais, entende-se que esta medida teria um impacto positivo nos consumidores finais e poderia ser classificada como **Bom** para estes agentes.

Grandes consumidores

Diferentemente dos consumidores cativos de pequeno porte, os grandes consumidores, que acessam o Mercado Livre, estão mais expostos a uma mudança no modelo de formação de preço uma vez que o custo marginal de operação impacta diretamente nos custos associados aos volumes energéticos aos quais eles podem estar expostos mensalmente e, em última análise, nos preços dos contratos de energia. Portanto, um aprimoramento no mecanismo de despacho, cuja tendência é trazer mais previsibilidade aos preços e redução nos encargos setoriais, é classificada como **Bom** para esta classe de agentes.

Autoprodutores existentes

Apesar da implementação de aprimoramentos no mecanismo de formação de preço ter uma tendência de redução de encargos setoriais (especialmente no ESS), o que reduziria a atratividade da autoprodução, entende-se que esta seria uma medida classificada como **Bom** para estes agentes pelo aumento na previsibilidade na formação de preço.

Autoprodutores novos

Assim como no caso dos autoprodutores existentes, entende-se que para os novos autoprodutores a implementação dessa medida seria classificada como **Bom**.

Geração distribuída

Para a geração distribuída, entendemos que os efeitos da implementação desta medida seriam de segunda ordem, isto é, por meio da redução de uma das parcelas que compõem o custo de oportunidade dos adotantes. Portanto, para estes agentes classificamos essa medida como **Neutra**.

Segmento de distribuição

Para o segmento de distribuição, uma maior aderência entre custo e preço de energia, reduzindo, portanto, o volume de encargos setoriais, e uma maior previsibilidade quanto a formação de preço representaria uma menor volatilidade no seu fluxo de caixa mensal, especialmente na composição da CVA. Assim, entende-se que para estes agentes essa medida poderia ser classificada como **Bom**.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

O aumento na previsibilidade da formação de preços ao se adotar um esquema de oferta preços-quantidade justificaria a classificação da implementação desta medida como bom para estes agentes. No entanto, um ambiente de maior assimetria é mais favorável a este segmento, justamente pela natureza do serviço prestado. Assim, entende-se que para esta classe de agentes, esta medida poderia ser classificada como **Neutra**.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos, a implementação desta medida possibilitaria um melhor gerenciamento sobre os seus ativos e uma melhor precificação sobre o valor da sua energia. Assim, entende-se que esta medida poderia ser classificada como **Bom** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

Assim como para os geradores hidrelétricos, a implementação desta medida possibilitaria aos geradores termoelétricos um melhor gerenciamento sobre os seus ativos e uma melhor precificação sobre o valor da sua energia. Assim, entende-se que esta medida poderia ser classificada como **Bom** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Entende-se que para os geradores renováveis não seria diferente dos demais e, por isso, entende-se que esta medida poderia ser classificada como **Bom** para estes agentes.

8.6 Separação entre Lastro e Energia

Até a promulgação da Lei 14.120, a contratação exclusiva de requisitos sistêmicos era realizada somente por meio dos Leilões de Energia de Reserva. Contratava-se também, de maneira indireta, por meio dos leilões regulados usinas termoelétricas que aportam importantes atributos ao sistema. Neste sentido, é possível afirmar que grande parte da contratação da confiabilidade para o sistema vinha sendo contratada pelo mercado regulado e, portanto, tendo seus custos suportados pelos consumidores cativos.

Neste aspecto, o reforço a separação entre lastro e energia, dado pelas alterações no Art. 3 da Lei 10.848, garantiria a repartição entre consumidores cativos e livres do pagamento da expansão da confiabilidade. Além disto, esta separação poderia acarretar na redução do percentual mínimo obrigatório contratual, atualmente estabelecido em 100%.

Consumidores cativos de pequeno porte

Além de repartir de forma mais equânime os custos da expansão do sistema entre os agentes, esta medida tem o potencial de reduzir também os desvios entre carga e portfólio contratual das distribuidoras, mitigando assim o risco de sobrecontratação, repassado aos consumidores finais. Portanto, a implementação deste item é classificada para esta classe como **Muito bom**.

Grandes consumidores

Para os grandes consumidores, a separação entre lastro e energia tende a ampliar os seus custos, uma vez que hoje eles não onerados, na mesma magnitude dos consumidores cativos,

com o pagamento da confiabilidade do sistema. Portanto, a implementação desta medida para esta classe é classificada como **Ruim**.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes, esta mudança regulatória seria positiva, uma vez que a especificidade do lastro foi excluída (art. 3º-D, §5º, III da Lei nº 10.848/2004). Assim, esta medida é classificada como **Bom**.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores, considerando a aprovação do texto integral do PL 414, a implementação desta medida seria negativa pois tenderia a ampliar os custos atualmente não pagos pelo mercado livre. Portanto, essa medida é classificada como **Ruim**.

Geração distribuída

Para a geração distribuída, a separação dos dois produtos tem um aspecto negativo pelo potencial de redução nas tarifas dos consumidores cativos (seu custo de oportunidade). Portanto, essa medida é classificada como **Ruim**.

Segmento de distribuição

Por outro lado, para as distribuidoras, a repartição dos custos da confiabilidade do sistema tende a aliviar as tarifas, o que é sempre perseguido por elas, uma vez que tarifas mais baratas tendem a reduzir o nível de inadimplência. Portanto, essa medida é classificada como **Bom** para estes agentes.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Para as comercializadoras a implementação desta proposta tem um viés negativo, devido ao potencial aumento de custos para o Mercado Livre em relação ao *status quo*. Tal aumento tende a reduzir as margens da comercialização de energia e, portanto, classificamos esta medida como **Ruim** para estes agentes.

Geradores hidroelétricos

Os geradores hidrelétricos podem ser beneficiados com a implementação da separação entre lastro e energia devido a ampliação de produtos que podem por eles serem ofertados a mercado, gerando assim uma renda extra. Portanto, entendemos que essa medida é classificada como **Bom** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

O mesmo racional dos geradores hidrelétricos se aplica aos geradores termoelétricos, isto é, a separação do lastro e energia e os leilões centralizados de lastro possibilitariam a estes agentes a venda de novos produtos a mercado, garantindo uma nova forma de remuneração para

os seus ativos. Assim, entendemos que essa medida é classificada como **Bom** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais, o impacto desta medida dependerá de como se dará a implementação dela. Isto porque caso sejam considerados atributos ambientais na venda (ou cômputo) do lastro, elas certamente terão um *upside*, por outro lado, se o leilão enveredar por um lado mais de flexibilidade e despachabilidade, elas têm pouco a aportar. Portanto, entendemos que essa medida pode ser classificada como **Neutra** para estes agentes.

8.7 Manutenção da modalidade de contratação de Energia de Reserva

Um tópico muito debatido entre agentes do setor é a necessidade de considerar previsto em lei a possibilidade da contratação de energia de reserva em um contexto de separação entre lastro e energia. Na versão “Preliminar Câmara” do PL 414 foi alterado o Art. 3º e excluído o §4º da Lei nº 10.848 com vistas a manter essa modalidade de contratação.

Consumidores cativos de pequeno porte

Apesar de entendermos como cenário ideal no contexto da modernização do setor elétrico a separação entre lastro e energia, consideramos também como positiva para o consumidor cativo de pequeno porte a manutenção da modalidade de contratação de Energia de Reserva. Isto porque ao se manter essa alternativa para contratação, garante-se a possibilidade da repartição de custos sistêmicos de forma equânime entre o mercado cativo e livre. Portanto, a implementação deste item é classificada como **Bom**.

Grandes consumidores

A avaliação dos impactos desta medida para os grandes consumidores depende, novamente, de como se dará a expansão no futuro. Isto porque recentemente poucos leilões de Energia de Reserva têm sido realizados e, portanto, a contratação principalmente de UTEs tem se dado por meio de leilões regulados – dos quais os custos são totalmente arcados pelos consumidores cativos. No entanto, com a promulgação da Lei 14.120 a tendência é que as contratações para garantir a adequabilidade de suprimento sejam feitas majoritariamente por meio dos leilões de energia de reserva (de capacidade e de energia). Portanto, caso essa tendência seja mantida, a implementação desta medida proposta no PL 414 pode ser vista como **Ruim** para esta classe de agentes, pois amplia o rol de custos a serem pagos em suas tarifas finais.

Autoprodutores existentes

Entendemos que para os autoprodutores existentes a manutenção desta modalidade de contratação é positiva pois o governo continuará contratando ativos para garantir a adequabilidade de suprimento e, devido a isenção concedida aos APes, eles continuarão não pagando por este custo sistêmico. Assim, a implementação desta medida pode ser vista como **Bom** para esta classe de agentes.

Autoprodutores novos

Novamente, se considerarmos o texto do PL 414 como um todo, para os novos autoprodutores a implementação desta medida é **Ruim**, pois possibilitará a ampliação de custos em sua tarifa final.

Geração distribuída

Para a geração distribuída, a manutenção desta modalidade de contratação é muito positiva porque potencialmente: i) aumenta a tarifa do consumidor regulado – principal custo de oportunidade atualmente; ii) aumenta o custo final do consumidor livre – potencial competidor em um cenário de abertura de mercado. Portanto, entende-se que a implementação desta medida é classificada como **Bom** para estes agentes.

Segmento de distribuição

Esta medida tem um viés positivo para as distribuidoras, especialmente em um contexto em que o governo deixa de comprar estes atributos pelos leilões regulados e passa a contratá-los exclusivamente pelos leilões de energia de reserva. Esta mudança levaria a uma redução no P_{mix} delas e equalizaria os custos sistêmicos entre todos os agentes, levando a uma menor pressão tarifária, algo que pode ser classificado como **Bom** para o segmento de distribuição.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Assim como para os grandes consumidores, a implementação desta medida para as comercializadoras é **Ruim**, uma vez que ela potencialmente aumenta os custos dos consumidores livres, reduzindo assim a margem de comercialização de energia.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos, a implementação desta medida tem um viés negativo dado que a contratação nesta modalidade não contempla estas usinas e tende a gerar um deslocamento da sua geração – devido a inflexibilidade operativa usualmente exigida nestes certames (leilão de reserva de capacidade na modalidade energia). Portanto, classificamos esta medida como **Ruim** para esta classe de agentes.

Geradores termoeletricos

Já para os geradores termoeletricos, a manutenção do status quo é positiva, especialmente no contexto dos Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) que, até o momento, só contemplou a contratação de UTEs. Portanto, classificamos essa medida como **Muito bom** para esta classe de agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.8 Flexibilização das condições para concessão de descontos tarifários as fontes renováveis

Até a publicação da Lei 14.120, grande parte das usinas com geração renovável não convencional (eólicas, solares, PCHs, entre outras) tinham direito a um benefício tarifário que reduzia, em no mínimo 50%, as suas ‘tarifas fio’ e podiam estender esse benefício as suas contrapartes. É previsto por lei que este subsídio deve ser coberto pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), cujas quotas são cobradas dos consumidores finais. Após a publicação desta lei, foi imposto uma data limite e uma série de condições para concessão deste desconto aos novos ativos de geração. Portanto, a expectativa era de que houvesse uma limitação nos custos associados a este subsídio aos se limitar a quantidade de oferta com direito a este benefício.

No entanto, na versão “Preliminar Câmara” houve a inserção dos §§1º-J, 1º-K, 1º-L, 1º-M e 1º-N ao art. 26 da Lei nº 9.427, o que possibilitaria uma flexibilização nas condições para obtenção deste subsídio tarifário.

Consumidores cativos de pequeno porte

Entende-se que esta medida tem potencial para onerar ainda mais o consumidor final e vai de encontro a toda lógica de racionalização de subsídios. Portanto, entende-se que a implementação desta medida é **Muito ruim** para os consumidores cativos de pequeno porte.

Grandes consumidores

Apesar desta medida potencialmente onerar a CDE e, portanto, o consumidor final, ela beneficiaria os grandes consumidores que estão no Mercado Livre. Isto porque se possibilitaria o aumento da oferta renovável com direito ao desconto, a qual pode ser acessada por esse consumidor que, ao se contratar com ela, garante o benefício da ‘meia TUSD’. Portanto, entendemos que a implementação desta medida é classificada como **Bom** para esta classe de consumidores.

Autoprodutores existentes

Caso essa medida venha a ser implementada, entendemos que ela beneficia duplamente os autoprodutores existentes: i) pela possibilidade de expansão do seu parque com direito ao desconto; ii) porque ele ao ser isento do pagamento da CDE na parcela do consumo auto suprida, não perceberá o ônus desta medida. Portanto, classificamos a manutenção do desconto as renováveis como **Muito bom** para esta classe.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores, essa medida seria uma forma de reduzir os custos finais, considerando que eles se beneficiariam da redução da TUSD. Portanto, classificamos a implementação desta medida como **Bom** para esta classe.

Geração distribuída

No caso da geração distribuída, a manutenção deste subsídio significa uma ameaça, especialmente no contexto de uma abertura de mercado. Isto porque, as usinas centralizadas que já tem em seu CAPEX uma vantagem devido a escala do projeto, manteriam o benefício que é

capaz de reduzir consideravelmente seu LCOE, tornando-a possivelmente mais competitiva que a geração distribuída. Assim, atribuímos a esta medida a classificação **Ruim** para esses agentes.

Segmento de distribuição

Assim como para os consumidores cativos de pequeno porte, julgamos que esta medida por atuar no sentido contrário ao da racionalização de subsídios ela seria classificada como **Ruim** para as distribuidoras.

Segmento de transmissão

Para o segmento de transmissão, a manutenção deste subsídio representa um aumento na necessidade de novos investimentos neste segmento, uma vez que a competitividade destas fontes se torna ainda maior. Portanto, para as transmissoras entendemos que a implementação desta medida é classificada como **Bom**.

Segmento de comercialização

Para as comercializadoras, estender o prazo para o término dos subsídios as fontes renováveis tem um viés positivo, uma vez que possibilita a criação de mais oferta com o direito ao desconto no fio – aumentando assim a disponibilidade deste produto a mercado e, por consequente, a liquidez. Portanto, para estes agentes classificamos essa medida como **Bom**.

Geradores hidroelétricos

No caso dos geradores hidrelétricos, a implementação desta medida implica em maior concorrência no momento do despacho, especialmente pela característica operativa destes ativos – a inflexibilidade. Portanto, por representar um risco de deslocamento de geração, entendemos que esta medida é classificada para estes agentes como **Ruim**.

Geradores termoelétricos

Aplica-se aos geradores termoelétricos o mesmo racional dos geradores hidroelétricos e, portanto, entendemos que esta medida é classificada para estes agentes também como **Ruim**.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais esta medida tem um viés super positivo, dado que estende a possibilidade de auferir os benefícios tarifários em novos projetos. Portanto, para estes agentes classificamos essa medida como **Muito bom**.

8.9 Restrições à Autoprodução

Atualmente os consumidores classificados como autoprodutores de energia são isentos no pagamento de alguns encargos setoriais (ex. CDE, Proinfa, ESS, EER) na parcela de seu consumo auto suprido. Portanto, o custo destes encargos, que é rateado em proporção ao consumo, aumenta para os demais consumidores.

No sentido de racionalização dos subsídios, houve na versão “Preliminar Câmara” a inserção no art. 16-E do inciso III e do §6º da Lei nº 9.074, que visa limitar o enquadramento de consumidores como autoprodutores.

Consumidores cativos de pequeno porte

Entende-se que a implementação desta medida pode ser considerada como **Muito bom** para os consumidores cativos de pequeno porte, uma vez que vai ao encontro da racionalização de subsídios e reduz uma evasão de consumidores para esta modalidade com vistas a evitar o pagamento destes encargos.

Grandes consumidores

Para os grandes consumidores não autoprodutores, essa medida por também atuar no sentido de racionalização dos subsídios pode ser considerada como boa. Porém, diferentemente dos consumidores cativos, estes grandes consumidores podem adotar ainda a autoprodução, uma vez que já estão no mercado livre, podendo, portanto, se beneficiar da isenção de encargos. Assim, classificamos essa medida como **Bom** para esta classe de agentes.

Autoprodutores existentes

Entendemos que no caso dos autoprodutores existentes, como há a garantia do direito adquirido, a implementação desta medida teria impacto somente em uma eventual expansão de seu parque, pois estaria sujeita as novas condições para enquadramento enquanto autoprodução. Por isso, entendemos que essa medida pode ser classificada como **Ruim** para estes agentes.

Autoprodutores novos

Para as empresas que ainda não se enquadram como autoprodutoras de energia, a implementação desta medida vai criar barreiras de entrada importante a este mercado, inviabilizando alguns casos. Neste sentido, entende-se que essa medida pode ser classificada como **Muito ruim** para estes agentes.

Geração distribuída

No caso da geração distribuída, a criação de novas barreiras de entrada para um outro modelo de suprimento pode ser considerada como **Bom**, pois reduz a concorrência aos seu modelo de negócio.

Segmento de distribuição

Para as distribuidoras essa medida pode ser classificada como **Bom**, dado que ela opera no sentido de racionalização de subsídios, o que representa menor pressão tarifária e, possivelmente, uma redução na inadimplência.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Atualmente algumas comercializadoras, usualmente ligadas a um grupo gerador, são as responsáveis pela construção do arranjo de autoprodução por meio de sofisticados arranjos societários. Portanto, a criação de novas barreiras de entrada para esta alternativa de suprimento pode ser considerada como **Ruim** para estes agentes, uma vez que ela reduziria o mercado acessante de um produto atualmente comercializado pelas comercializadoras.

Geradores hidroelétricos

No início do desenvolvimento dos arranjos de autoprodução, usualmente a fonte hidroelétrica era a responsável pelo suprimento das grandes cargas. No entanto, com o avanço tecnológico e a criação de arranjos societários sofisticados, nos últimos anos o que tem se observado é uma explosão de autoprodução a partir de fontes solar e eólica. Portanto, a implementação desta medida seria positiva e classificada como **Bom** para os geradores hidroelétricos pois reduziria o mercado das fontes concorrentes (eólica e solar).

Geradores termoelétricos

O mesmo racional dos geradores hidroelétricos é válido para os geradores termoelétricos, isto é, essa medida, se implementada, teria também um aspecto positivo e poderia ser classificada como **Bom** para eles.

Geradores renováveis não convencionais

No sentido contrário, o aumento da barreira de entrada para autoprodução seria um desafio para as fontes renováveis não convencionais, que tem hoje, neste modelo de negócio, sua principal força motriz para o desenvolvimento de novos parques – especialmente após o término da concessão do benefício da ‘meia TUSD’. Portanto, a implementação desta medida seria classificada como **Ruim** para estes agentes.

8.10 Flexibilização dos contratos legados

Existem atualmente alguns mecanismos existentes a partir dos quais a distribuidora é capaz de gerenciar o seu portfólio contratual, dentre eles destacam-se o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) e o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE). Tornar esses mecanismos mais eficientes e eventualmente criar novos meios de gerenciamento de portfólio é fundamental para que a distribuidora tenha flexibilidade suficiente para evitar novas situações de sobrecontratação estrutural (como a observada recentemente) – especialmente em um contexto de abertura de mercado.

Neste sentido, foi feita a inclusão do §2º e a manutenção do art. 2º, §§20 ao 26 da Lei nº 10.848 na versão “Preliminar Câmara”, visando, portanto, aumentar a flexibilização da contratação das distribuidoras.

Consumidores cativos de pequeno porte

Essa medida possui um viés super positivo para os consumidores cativos de pequeno porte uma vez que ela cria mecanismos de alívio tarifário relacionado aos custos de contratação e

de sobrecontratação da distribuidora. Assim, entende-se que a implementação desta medida é classificada como **Muito bom** para esta classe de agentes.

Grandes consumidores

Para os grandes consumidores, acessantes do Mercado Livre, entendemos que a implementação desta medida teria o impacto de reduzir o encargo de sobrecontratação que, se implementado conforme o texto do PL 414 versão “Preliminar Câmara”, deve ser pago por todos os consumidores do ACR e ACL. Portanto, classificamos essa medida como **Bom** para estes agentes.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto, considerando que eles não pagariam o encargo de sobrecontratação na parcela de consumo auto suprida, e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores, que diferentemente dos autoprodutores existentes não terão as mesmas condições de isenção em relação ao pagamento dos encargos, entendemos que a implementação desta medida é positiva, uma vez que ela potencialmente reduz o encargo de sobrecontratação. Portanto, classificamos essa medida como **Bom** para estes agentes.

Geração distribuída

Para a geração distribuída entendemos que a implementação desta medida poderia ter um impacto negativa, dado que ela potencialmente reduz a tarifa do mercado regulado – tanto econômica (P_{MIX}) quanto financeira (CVA sobrecontratação). Portanto, classificamos como **Ruim** essa medida para estes agentes.

Segmento de distribuição

Para as distribuidoras, essa medida teria um viés muito positivo, dado que ela cria novos mecanismos de gerenciamento de portfólio e tem o potencial de reduzir as tarifas reguladas – objetivo sempre perseguido pelo segmento de distribuição. Assim, classificamos essa medida como **Muito Bom** para estes agentes.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Para o segmento de comercialização, entendemos que ao potencialmente reduzir os encargos de sobrecontratação, a implementação dessa medida pode ser classificada como **Bom**. Isto porque um menor encargo na tarifa final do consumidor implica em possível maior margem na comercialização da energia.

Geradores hidroelétricos

No caso dos geradores hidrelétricos, entendemos que a flexibilização na contratação das distribuidoras poderia ter um viés negativo, dado que grande parte da energia destes geradores atualmente está contratada no ACR. Portanto, classificamos a implementação desta medida como **Ruim** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

O mesmo racional dos geradores hidroelétricos se aplicaria aos geradores termoelétricos e, portanto, mantemos a mesma classificação para esta classe de agentes: **Ruim**.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.11 Obrigação da contratação dos serviços ancilares por mecanismos concorrenciais

Atualmente os serviços ancilares prestados pelos geradores são remunerados por uma tarifa regulada pela Aneel. A inserção no art. 1º, §5º, do inciso III na Lei nº 10.848 feita pela versão “Preliminar Câmara” visa instituir a necessidade de um mecanismo concorrencial para contratação destes serviços, o qual se bem regulado (com regras claras e incentivos bem alinhados) tem potencial de reduzir os preços (tarifas) associados a prestação destes serviços.

Consumidores cativos de pequeno porte

Sendo essa uma medida que tem potencial de reduzir custos ao consumidor final, entende-se que a implementação desta medida pode ser classificada como **Bom** para os consumidores cativos de pequeno porte.

Grandes consumidores

Para os grandes consumidores, assim como para os consumidores cativos de pequeno porte, entendemos que esta medida pode ser classificada como **Bom**, dado seu potencial de redução de custos.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes, os quais são isentos do pagamento desta componente na parcela do consumo auto suprida, entendemos que essa medida não traz impacto significativo e atribuímos como **Neutra**.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores, que tendem a não ter os mesmos benefícios de isenção dos encargos setoriais dos autoprodutores existentes, a implementação desta medida pode ser classificada como **Bom**, dado seu potencial de redução de custos.

Geração distribuída

Para a geração distribuída entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de distribuição

Para o segmento de distribuição entende-se que por ser uma medida com potencial de redução de custo final para o consumidor, ela pode ser classificada como **Bom** também para as distribuidoras.

Segmento de transmissão

A depender da regulamentação desta proposta, entende-se que o segmento de transmissão poderia ser positivamente impactado, especialmente se considerarmos a possibilidade de criação de novos serviços ancilares associados aos ativos de transmissão. Portanto, a classificamos como **Bom**.

Segmento de comercialização

Para o segmento de comercialização, entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos, entendemos que a implementação desta medida é muito positiva, dado que ela amplia o rol de produtos que podem ser negociados por estes agentes. Portanto, classificamos a implementação desta proposta como **Muito bom**.

Geradores termoelétricos

O mesmo racional dos geradores hidroelétricos pode ser aplicado aos geradores termoelétricos e, portanto, também classificamos a implementação desta proposta como **Muito bom**.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.12 Retirada da obrigatoriedade da adoção da tarifa binômia para a baixa tensão

Atualmente a tarifa regulada dos consumidores conectados em baixa tensão é integralmente volumétrica, o que significa que o faturamento destes clientes depende exclusivamente do volume de energia consumido por eles. Tem-se discutido bastantes, especialmente nos fóruns da Aneel, a adoção de uma tarifa binômia para estes consumidores.

Este ponto estava contemplado na versão do Senado, no entanto na versão “Preliminar Câmara” houve uma alteração no Art. 3º da Lei nº 9.427 retirando a obrigatoriedade da adoção deste esquema tarifário aos consumidores da baixa tensão.

Consumidores cativos de pequeno porte

Na nossa visão esta medida tem um impacto neutro para negativo para os consumidores cativos de pequeno porte, porque em alguns casos seria desejável a adoção deste esquema tarifário para a correta remuneração pelo uso das redes. Portanto, classificamos para estes agentes a implementação desta mudança como **Ruim**.

Grandes consumidores

Como os grandes consumidores atualmente já possuem uma tarifa binômia, entende-se que a implementação desta medida não teria impactos diretos nesta classe de consumidores e, portanto, a classificamos como **Neutra** para eles.

Autoprodutores existentes

O mesmo racional aplicável aos grandes consumidores pode ser utilizado para avaliar o impacto para os autoprodutores existentes. Portanto, também classificamos a como **Neutra**.

Autoprodutores novos

Novamente aplica-se o mesmo racional para os novos autoprodutores e, por isso, também classificamos a implementação desta medida como **Neutra** para estes agentes.

Geração distribuída

Para a geração distribuída, a desobrigação da adoção da tarifa binômia para a MMGD é positiva, dado que o sistema atual de *netmetering* permite a compensação dos créditos de energia em cima do consumo medido. Portanto, ao manter a tarifa de baixa tensão como volumétrica, mantém-se o benefício atual da MMGD no que diz respeito a relação consumo-geração e, por isso, classificamos esta medida como **Muito bom** para estes agentes.

Segmento de distribuição

Entende-se que no caso das distribuidoras essa proposta não inviabiliza que outras formas de remuneração da atividade de distribuição sejam implementadas, como por exemplo o regime de *decoupling*. Portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Para as comercializadoras entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

Para os geradores termoelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis entendemos que, por essa medida beneficiar a MMGD, ela tem um viés negativo, dado que em um eventual cenário de abertura de mercado estes dois grupos de agentes concorreriam pelos mesmos consumidores (os conectados em baixa tensão). Portanto, classificamos essa proposta como ***Ruim*** para estes agentes.

8.13 Flexibilização do compartilhamento de Outras Receitas

Atualmente permite-se que a distribuidora preste outros serviços, associados a atividade de distribuição de energia elétrica, e que as receitas obtidas por meio destes serviços sejam compartilhadas com o consumidor (como exemplo é possível citar o compartilhamento de postes com empresas de telecomunicações).

Na versão “Preliminar Câmara” foi feita a inserção do Art. 11, §2º na Lei nº 8.987 com vistas a flexibilizar o compartilhamento de Outras Receitas, rubrica que reparte entre consumidores e distribuidoras os recebíveis com estes outros serviços prestados.

Consumidores cativos de pequeno porte

Na nossa visão, a proposta é positiva para os consumidores cativos de pequeno porte, uma vez que ela incentiva a prestação de outros serviços por parte das distribuidoras (por exemplo, a digitalização). Portanto, classificamos a implementação desta medida como ***Bom*** para estes agentes.

Grandes consumidores

Para os geradores termoelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como ***Neutra*** para estes agentes.

Geração distribuída

No caso da geração distribuída, entende-se que a flexibilização proposta poderia representar uma ameaça ao permitir que as distribuidoras prestem outros tipos serviços, criando assim uma potencial concorrência. Portanto, classificamos a implementação desta proposta como ***Ruim*** para estes agentes.

Segmento de distribuição

Naturalmente, para as distribuidoras essa proposta tem um viés positivo, uma vez que possibilita a prestação de outros serviços, o que se traduz em nova fonte de receitas. Portanto, classificamos essa medida como **Muito bom** para estes agentes.

Segmento de transmissão

Essa proposta, se aprovada, terá também impactos positivos para as transmissoras, uma vez que elas estão abarcadas nesta mudança e poderão, a partir da aprovação, passar a prover outros serviços. Assim, classificamos esta medida como **Muito bom** para estes agentes.

Segmento de comercialização

O mesmo racional aplicado a geração distribuída pode ser utilizado no caso das comercializadoras, isto é, ao possibilitar que as distribuidoras prestem outros serviços, potencialmente se cria uma concorrência pelos serviços hoje prestados pelas comercializadoras. Assim, classificamos a implementação desta medida para estes agentes como **Ruim**.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores termoelétricos

Para os geradores termoelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.14 Garantias para liquidação no Mercado de Curto Prazo

Um tema que tem sido amplamente debatido entre agentes do setor nos últimos anos é o aprimoramento no sistema de garantias para liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP) de energia. A versão “Preliminar Câmara” traz alterações no Art. 1º, §6º, inciso II da Lei 10.848 que visam criar o mecanismo de aporte prévio de garantias e chamada de margem diária. Entende-se que essa é uma medida que pode ser classificada como **Bom** para todos os agentes, pois ela vai ao encontro da mitigação de riscos sistêmicos relacionados a inadimplência no setor. A exceção são os casos da geração distribuída e do segmento de transmissão, para os quais atribuímos um impacto **Neutro**, por entender que essa medida não alteraria substancialmente a sua atividade e mercado.

8.15 Prorrogação da concessão de UHEs

A versão “Preliminar Câmara” traz também uma alteração importante no que diz respeito a prorrogação da concessão para as UHEs por meio de alterações do Art. 1º-A da Lei nº 12.783. De acordo com a proposta, haveria uma série de condições para que fosse anuída esta

prorrogação, dentre elas citamos o pagamento de um bônus associado a prorrogação à CDE e a assunção do risco hidrológico por parte do concessionário.

Consumidores cativos de pequeno porte

Entendemos que para os consumidores cativos de pequeno porte a implementação desta proposta seria positiva pois além de alocar recursos a CDE, reduzindo assim a pressão tarifária, devolveria o risco hidrológico aos geradores (os quais parte aderiram a repactuação recentemente). Portanto, para estes agentes classificamos esta medida como **Bom**.

Grandes consumidores

Para os grandes consumidores aplica-se o mesmo racional, isto é, a prorrogação da concessão das UHEs nos moldes propostos adicionaria recursos a CDE e, portanto, teria um potencial de redução tarifário.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes, em especial aqueles hidroelétricos, entende-se que esta medida pode ser classificada como **Muito bom**, dado que ela define as condições e permite a antecipação da prorrogação das outorgas.

Autoprodutores novos

Para os novos autoprodutores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geração distribuída

Para a geração distribuída entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de distribuição

No caso das distribuidoras, essa proposta pode ser classificada como **Bom**, pois tem o potencial de reduzir tarifas, ao aportar recursos a CDE, o que reduz o incentivo a inadimplência.

Segmento de transmissão

Para os transmissores entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Para as comercializadoras entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores hidroelétricos

Para os geradores hidroelétricos, essa proposta pode ser classificada como **Muito bom**, dado que ela define as condições e permite a antecipação da prorrogação das outorgas.

Geradores termoelétricos

Para os geradores termoelétricos entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Geradores renováveis não convencionais

Para os geradores renováveis não convencionais entendemos que a implementação desta medida não teria nenhum impacto direto e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

8.16 Prorrogação não onerosa das concessões de distribuição

A não onerosidade na prorrogação das concessões de distribuição é também proposta por meio da inserção do Art. 28-A da Lei 9.074 na versão “Preliminar Câmara”. Conforme o texto, seria possível que houvesse a prorrogação da concessão vigente, sujeita a aceitação por parte das distribuidoras das condições estabelecidas no contrato de concessão ou no termo aditivo.

Entendemos, portanto, que a implementação desta proposta é **Ruim** para os consumidores cativos de pequeno porte e para os demais consumidores conectados a rede de distribuição uma vez que a onerosidade poderia ser revertida em modicidade tarifária.

Para a distribuidora, naturalmente o efeito é positivo e, por isso, classificamos essa proposta como **Muito bom** para estes agentes.

Para os demais agentes entendemos que não havia um impacto direto e, por isso, classificamos como **Neutra**.

8.17 Alteração do prazo de concessão para a transmissão

Outra alteração importante trazida na versão “Preliminar Câmara” é o estabelecimento do prazo de 35 anos para as concessões de transmissão, por meio da inserção do Art. 4º, §3º-A da Lei nº 9.074.

Naturalmente, para as transmissoras a implementação desta medida pode ser classificada como **Muito bom**. Para os demais consumidores, por não ter um impacto direto, classificamos essa medida como **Neutra**.

8.18 Vedação do desconto no fio para o baixa tensão

Uma das grandes discussões no âmbito da abertura do Mercado Livre para consumidores conectados a baixa tensão é a possibilidade deles se beneficiarem dos descontos tarifários concedidos as contrapartes de geradores renováveis – ‘meia TUSD’. No entanto, na versão “Preliminar Câmara” ao inserir o §1º-O ao art. 26 da Lei nº 9.427 veda essa possibilidade.

Consumidores cativos de pequeno porte

No caso dos consumidores cativos de pequeno porte, entendemos que essa medida é muito positiva pois opera no sentido de racionalização de subsídios. Portanto, a classificamos como **Muito bom** para estes agentes.

Grandes consumidores

O mesmo raciocínio se aplica aos grandes consumidores, isto é, a vedação da extensão do desconto aos consumidores de baixa tensão evitará uma explosão tarifária na CDE e, por sua vez, um aumento de suas tarifas finais. Além disto, esta medida mantém a reserva de mercado para estes consumidores e, portanto, a classificamos como **Muito bom** para estes agentes.

Autoprodutores existentes

Para os autoprodutores existentes, como estes pagam os encargos somente sobre o consumo líquido, entende-se que o impacto desta medida seria muito pequeno e, portanto, a classificamos como **Neutra** para estes agentes.

Autoprodutores novos

Assim como no caso dos grandes consumidores, entende-se que essa medida é positiva para os novos autoprodutores uma vez que ela opera no sentido de racionalização dos subsídios (dado que eles não terão isenção dos encargos setoriais) e mantém a reserva de mercado. Portanto, essa medida é classificada como **Muito bom** para estes agentes.

Geração distribuída

No caso da geração distribuída, a implementação desta proposta é muito positiva pois ao retirar subsídios para a migração para o Mercado Livre, em um eventual cenário de abertura de mercado, mantém a geração distribuída mais atrativa. Assim, classificamos essa medida como **Muito bom** para estes agentes.

Segmento de distribuição

Para as distribuidoras, uma vez que essa medida vai ao encontro da racionalização de subsídios, classifica-a como **Bom**.

Segmento de transmissão

No caso das transmissoras, essa medida teria um viés negativo pois a ampliação da capacidade instalada de renováveis, em decorrência da competitividade elevada pelo subsídio, requereria um aumento do sistema de transmissão e, conseqüentemente, a licitação de novos empreendimentos. Portanto, classificamos essa medida como **Ruim** para estes agentes.

Segmento de comercialização

Para o segmento de comercialização, a vedação da extensão do desconto das renováveis aos consumidores conectados a baixa tensão pode ser classificada como **Ruim**, dado que retira um potencial produto a ser comercializado com margens altíssimas, devido ao valor de TUSD paga por esses clientes.

Geradores hidroelétricos

No caso dos geradores hidroelétricos, essa proposta é classificada como **Bom**, porque retira subsídios de fontes concorrentes.

Geradores termoelétricos

No caso dos geradores termoelétricos, essa proposta é classificada como **Bom**, porque retira subsídios de fontes concorrentes.

Geradores renováveis não convencionais

Por fim, naturalmente os geradores renováveis não convencionais serão os mais prejudicados com a implementação desta medida, dado que deixarão de auferir um maior benefício na venda de energia para estes clientes. Por isso, a classificamos como **Muito ruim** para estes agentes.

8.19 Maior poder à CCEE no monitoramento de mercado

Outro ponto importante trazido na versão “Preliminar Câmara”, com a inserção do Art. 4º, §§ 10 ao 12 da Lei nº 10.848, diz respeito a responsabilização da CCEE nas atividades de monitoramento de mercado. Entendemos que esta proposta é positiva para todos os agentes aqui analisados, dado que essa medida vai ao encontro de aumentar a segurança de mercado. Por isso, atribuímos classificação da implementação como **Bom** para todos eles. A exceção é a geração distribuída e a transmissão, para os quais entendemos que não há nenhum impacto direto e, portanto, atribuímos como **Neutra**.

9 CONCLUSÃO

A partir das avaliações apresentadas nos capítulos anteriores, é possível afirmar que o texto proposto no PL 414 “Preliminar Câmara” é bastante equilibrado, e traça um norte evidente de redução de subsídios e adequação de riscos, mas, por isso mesmo, com medidas que (des)agradam alguns segmentos. O *heatmap* abaixo ilustra uma avaliação qualitativa acerca dos impactos que cada medida deste projeto teria em cada segmento e, ao final, atribuiu-se, com base em na escala destacada, a nota final por agente.

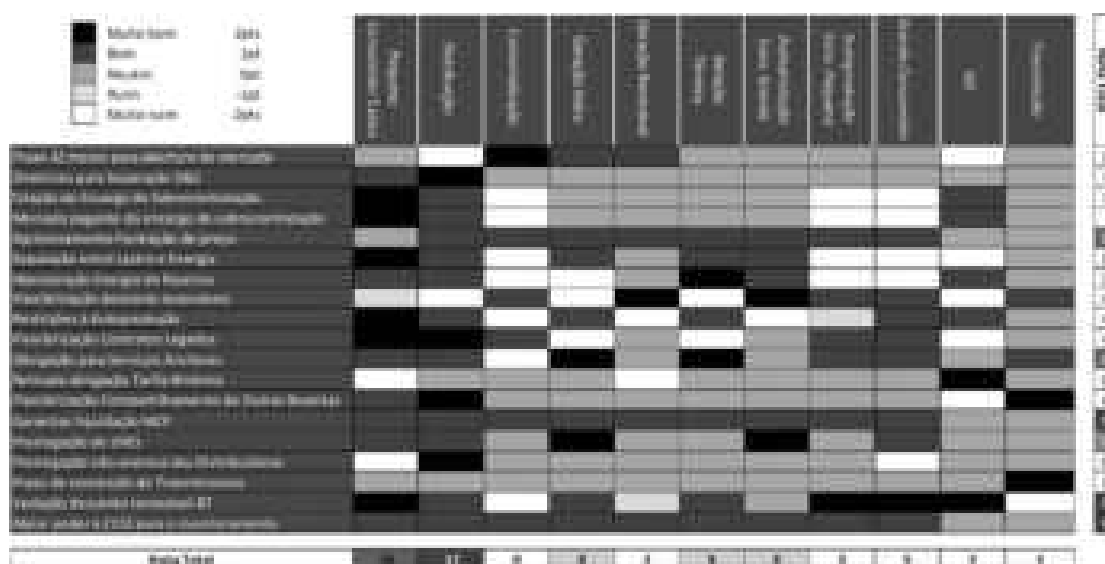


Figura 9-1 – Heatmap dos impactos em cada segmento do SEB

A seguir, procede-se uma avaliação final de quais seriam os principais impactos nos diferentes agentes do setor da implementação da versão PL 414 “Preliminar Câmara”.

Distribuidoras

Foram positivamente impactadas dado que, considerando o atual desequilíbrio do segmento, nesta proposta há uma série de medidas itens que buscam a sustentabilidade do segmento (separação D&C, medidas de repartição de custos legados), do incentivo à atividades inovadoras (flexibilização das outras receitas) e a possibilidade de renovação não onerosa das distribuidoras privatizadas na década de 90.

Pequenos consumidores

Ao lado das distribuidoras, considerando as distorções e desequilíbrios aos quais se encontram submetidos, foram beneficiados pela última versão do texto, dado que passarão a contar com uma nova opção de suprimento (mercado livre), além de terem um alívio do custo dos subsídios (APE, de forma mais imediata, e das fontes incentivadas, no longo prazo) e do custo dos legados.

Hidroelétricas

Se beneficiam da possibilidade de novas fontes de receita e com a expansão do mercado livre. Porém, ainda podem ser impactadas pelo deslocamento hídrico (manutenção da contratação de energia de reserva) e ter um “atraso” no seu aumento de competitividade frente às renováveis (flexibilização do prazo de 48 meses da Lei 14.120/2021).

Termoelétricas

Também se beneficiam da possibilidade de novas fontes de receita, além da possibilidade de manutenção/ampliação do seu mercado (Energia de Reserva, redução da atratividade da APE remota, vedação ao desconto na TUSD do Baixa Tensão). Porém, assim como as hidrelétricas, também devem perceber um “atraso” na sua competitividade frente às renováveis.

Transmissão

Assim como as distribuidoras, foram contemplados no incentivo ao desenvolvimento de atividades inovadoras (flexibilização das outras receitas). Novos ativos terão maior prazo de concessão (35 anos). A corrida do ouro das renováveis, com flexibilização do prazo da Lei 14.120/2021, pode aumentar o mercado no curto/médio prazo. Além disso, não vemos riscos significativos oriundos do PL 414.

APE local ou de grande porte (carga 30 MW)

Consumidores que vislumbrem um arranjo de APE mais clássico (local ou suprimento a consumidores de grande porte) podem ter na prorrogação de concessões hidro uma oportunidade para ampliar a oferta. Além disso, os benefícios de isenção de encargos setoriais foram mantidos. Também não vemos riscos significativos para este segmento da APE.

Micro e Mini Geração Distribuída

Se beneficia das medidas que preservam a competitividade da MMGD frente ao ACR e ACL (retirada da obrigação da tarifa binômica, repartição de custos legados e vedação ao desconto na TUSD do BT). Porém, também deve haver um aumento na competição com o ACL pelos consumidores, com a abertura do mercado e a flexibilização do prazo da Lei 14.120/2021.

Grandes Consumidores

A restrição a novos subsídios (APE, de forma mais imediata, e às fontes incentivadas, no longo prazo) são benéficos ao trazerem redução de custos. Porém vemos a migração ao ACL menos atrativa, em função da aplicação das medidas de repartição de custos legados e o reforço à separação Lastro e Energia.

Geração Renovável

Os grandes benefícios estão na flexibilização do prazo de 48 meses da Lei nº 14.120/2021, que permitirá a mais geradores terem o subsídio da TUST/TUSD, e na expansão do mercado livre. Porém, com a vedação ao desconto na TUSD dos consumidores conectados a baixa tensão, as renováveis perdem o diferencial de custos que as tornava mais atrativas. E as restrições à APE de pequeno porte e remota também reduzem as oportunidades nesses arranjos.

Comercialização

A abertura do mercado é o grande trunfo deste segmento, ainda que talvez a velocidade não seja a desejada. Porém, com a assunção de custos pelo mercado livre que antes não eram cobrados dos consumidores migrantes e com a redução de oportunidades para a APE e para os consumidores na baixa tensão (vedação do desconto na TUSD), a MMGD será um grande adversário.

APE remota ou de pequeno porte (carga < 30 MW)

É o segmento mais negativamente impactado, dadas as restrições ao benefício dos encargos setoriais para novos autoprodutores (e mesmo os existentes passam a pagar ESS Elétrico) e a elevação do patamar mínimo de carga para ser APE (5 MW).

Ao menos haverá maior chance de usufruir do subsídio na TUST/TUSD pelo lado do gerador e do consumidor com a flexibilização do prazo de 48 meses da Lei nº 14.120/2021.

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

BAU – Business as Usual

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CAPEX – Capital Expenditure: custo de investimento

CCC – Conta de Consumo de Combustível: encargo do setor elétrico brasileiro utilizado para subsidiar custos de geração dos Sistemas Isolados.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCGF - Contratos de Cotas de Garantia Física

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

Certificado: Produto demandado em resposta à ameaça de sofrimento de uma penalidade, em desenhos de mercado nos quais se impõe uma obrigação de qualquer natureza (suficiência de lastro de capacidade, suficiência de garantia física, quotas de renováveis e metas de CO₂).

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética: Conselho composto por ministros de estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Contrato de eletricidade: Contrato específico para a commodity eletricidade, cujo objetivo é essencialmente a cobertura financeira.

CP - Consulta pública

Critério de adequação do suprimento: Critério que afere se a configuração de geração e transmissão em análise é suficiente para o atendimento da demanda de eletricidade em todos os seus requisitos (e.g. produção, capacidade, flexibilidade).

CVU – Custo Variável Unitário: É o custo variável de geração de uma usina, em R\$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

Despachabilidade: Capacidade efetiva das tecnologias de controlar sua produção energia de acordo com a necessidade do sistema.

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética: Empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS - Encargos de Serviço do Sistema: custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) no atendimento à demanda por energia.

Fator x: índice criado para repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da distribuidora decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes

Garantia física: Valor calculado administrativamente na atual conjuntura brasileira para determinar o montante associado a um certificado de produção e como referência de máxima quantidade para um contrato de eletricidade e, no caso das hidrelétricas que participam do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), referência para o cálculo da alocação de energia em cada instante de tempo.

GD – Geração Distribuída

GEE – Gases de Efeito Estufa

GSF - *Generation Scaling Factor*: Razão entre a geração total e a soma das garantias físicas de todas as hidrelétricas participantes do MRE

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MMGD - microgeração e minigeração distribuída

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia: Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

Mercado elementar (de eletricidade): Categoria de desenho de mercado na qual geradores recebem receitas apenas a partir do mercado de curto prazo (*energy only markets* em inglês), de contratos de eletricidade derivados da referência de preço estabelecida pelo mercado de curto prazo ou da prestação de serviços ancilares, não havendo créditos adicionais ou penalidades relacionadas à disponibilidade de lastro de produção ou lastro de capacidade.

MP – Medida Provisória

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

OPTGEN: modelo de expansão desenvolvido pela PSR

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia: documento informativo produzido pela EPE com uma indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIB – Produto Interno Bruto

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “pisso” e um “teto”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMO – Programa Mensal da Operação: Documento publicado mensalmente pelo ONS que descreve a situação atual do sistema elétrico e projeções para os próximos cinco anos.

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas: programa com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica.

RAP – Receita Anual Permitida: Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

RED – recurso energético distribuído tais como: geração e armazenamento distribuídos, mobilidade elétrica, microrredes, resposta da demanda etc.;

RD - Resposta da Demanda: Redução do consumo de consumidores previamente habilitados, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a se obter resultados mais vantajosos tanto para a confiabilidade do sistema elétrico como para a modicidade tarifária dos consumidores finais.

RGR - Reserva Global de Reversão: fundo criado para cobrir indenizações por ocasião da extinção de concessões de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.⁶

SDDP: modelo desenvolvido pela PSR de planejamento da operacional estocástica

SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

⁶ <https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2011/12/20/reserva-global-de-reversao-podera-ser-extinta-em-2023-em-vez-de-em-2035>

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

SUI – Supridor de última instância

TE – Tarifa de Energia

TF - Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica

TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica: taxa arrecadada para custear o funcionamento da ANEEL, que representa 0,4% do benefício econômico anual dos agentes e é paga mensalmente pelos consumidores na conta de luz.

TSL - Time Series Lab: módulo do SDDP desenvolvido pela PSR para calcular séries de geração a partir de projetos renováveis

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

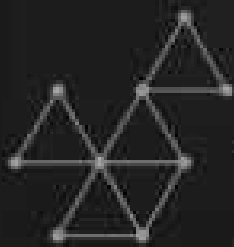
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão: Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres ligados diretamente à rede de transmissão.

UBP - Uso de Bens Públicos: Concessionárias ou empresas autorizadas realizam pagamentos referente ao uso de bens públicos à ANEEL. Esse valor entra como receita para a CDE.

UTE – Usina Termelétrica

WACC – Weighted Average Cost of Capital: custo de capital da empresa

ANEXO D – RELATÓRIO DO PRODUTO 9



PSR



Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor

Produto 09

Relatório com sugestões de implementação do cenário

Versão 3 – 16 de agosto de 2022

Contents

1	Introdução e objetivo	2
1.1	Objetivo do projeto.....	3
1.2	Objetivo deste relatório	3
1.3	Organização do relatório	3
2	Cenários regulatórios avaliados	4
3	Avaliação das medidas regulatórias necessárias.....	6
3.1	Abertura de mercado.....	6
3.1.1	Contratos legados.....	7
3.1.2	Separação D&C	11
3.1.3	Obrigatoriedade de migração.....	11
3.2	Contratação centralizada de lastro	12
3.3	Formação de preço por oferta	14
4	Implementação das medidas regulatórias necessárias em cada um dos cenários.....	15
	ANEXO A – Glossário	19

1 INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O processo de reforma do Setor Elétrico Brasileiro, na década de 1990, tinha como principal objetivo a introdução de competição nos segmentos da cadeia de valor que podiam se beneficiar de sinais puros de preços para coordenar suas atividades. Este é o caso dos segmentos de geração e comercialização, mas não o caso dos segmentos de redes (transmissão e distribuição). Ao longo de sua implementação a reforma do setor elétrico implementou uma alocação de riscos que concentra os custos da expansão do sistema no atual ambiente de comercialização regulada (ACR).

É no ACR que ocorrem as negociações para suprir cerca de 70% do consumo de energia nacional e onde os leilões de energia ganharam protagonismo, tornando os consumidores regulados os grandes financiadores da expansão do sistema e da garantia de suprimento. A razão é que o ACR pratica contratos de longo prazo e com fontes pré-selecionadas para garantir o mix tecnológico que atenda os critérios de planejamento da expansão, mesmo que este portfólio de geradores seja mais caro que o custo marginal de expansão, em termos da energia. A consequência desta alocação de custos foi um aumento tarifário para o consumidor cativo, criando incentivos à migração daqueles que podem ir para o mercado livre e pressão daqueles que não podem para a abertura plena do mercado ou instalação de geração distribuída para auto suprir os consumidores regulados.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública (CP) nº 33, cujo objetivo era o “aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro”. Em paralelo às discussões, avançou, no Senado Federal, o Projeto de Lei (PLS) nº 232 de 2016 e, na Câmara dos Deputados, o PL nº 1.917 de 2015. Acompanhando a movimentação do Congresso Nacional, o MME promoveu, ao longo de 2019, uma série de debates com o mercado, e apresentou, como um dos resultados, a publicação da Portaria MME nº 465, em 12 de dezembro de 2019, determinando que, até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentem estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir, a partir de janeiro de 2024, o acesso ao mercado livre pelos consumidores com carga inferior a 500 kW. Lembrando que essa mesma Portaria estabelece que todos os consumidores com carga superior a 500 kW já deverão ter acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) até 2023 (cargas acima de 1.500 kW a partir de janeiro de 2021, acima de 1.000 kW a partir de janeiro de 2022 e acima de 500 kW a partir de janeiro de 2023).

Neste contexto, a Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura (SDI), do Ministério da Economia, interessada em avaliar de forma antecipada e em profundidade as implicações econômicas e financeiras dessas potenciais mudanças assim como as opções disponíveis à liberalização do setor elétrico, contratou em parceria com o PNUD o estudo “Cálculos relativos aos efeitos econômicos e financeiros advindos do processo de modernização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a partir da construção de cenários, que deverão levar em conta diferentes níveis de liberalização do setor”.

Preocupa a SDI, em especial: (a) a elevação considerável do preço da energia elétrica nos últimos 6 anos, diminuindo a competitividade do país ao ponto de inviabilizar atividades do setor produtivo; (b) a possibilidade de uma expansão inadequada resultando em blackouts ou racionamentos energéticos deletérios à economia, como em 2001; (c) as diferentes arbitragens regulatórias existentes no SEB que privilegiam certos segmentos, comprometendo a ampla e justa concorrência do setor.

1.1 Objetivo do projeto

Este trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários de evolução regulatória para o SEB, conforme descritos a seguir:

- Cenário *business as usual* (modelo atual), com leilões centralizados, realizados pelo poder concedente, em que são contratadas energia e capacidade conjuntamente e o despacho das usinas é feito de maneira centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a partir de uma ordem de mérito baseada em custos auditados e estabelecidos por modelos computacionais;
- Cenário de liberalização parcial, mantendo um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) “de última instância”;
- Cenário de liberalização total.

Para esses cenários, três elementos de desenho de mercado devem ser considerados:

- Mecanismo explícito de segurança de suprimento formado por leilões de reserva de capacidade ou de lastro (de produção e/ou de capacidade);
- Formação de preços através de leilões com despacho por oferta (formação de preço por oferta); e
- Uma combinação dos anteriores, ou seja, o atendimento à demanda deverá se dar em um ambiente que considere a formação de preço por oferta conjuntamente com a realização de certames centralizados de lastro (de produção e/ou de capacidade).

O resultado deste projeto é um plano de ação que detalha o mecanismo de transição para se alcançar um cenário de desenho de mercado de mínimo custo de energia, incluindo sugestões de ações legais e infralegais a serem implementadas para lograr este objetivo.

1.2 Objetivo deste relatório

Este relatório se refere ao **Produto 9** deste projeto e objetiva apresentar uma avaliação sobre as mudanças regulatórias necessárias para implementação de cada um dos cenários desenhados no âmbito deste projeto. Esta será uma avaliação inicial sobre os principais pontos a serem endereçados, que será aprofundada, com propostas efetivas a nível legal, no relatório do **Produto 10** deste projeto.

1.3 Organização do relatório

Este relatório está organizado da seguinte forma: no Capítulo 2 são descritos os cenários regulatórios analisados; na sequência, no Capítulo 3 são avaliadas as medidas regulatórias necessárias para a abertura do mercado, a contratação centralizada de lastro e a mudança no mecanismo de formação de preço; por fim, no Capítulo 4 são atribuídas as medidas regulatórias necessárias para a implementação de cada um dos cenários descritos no Capítulo 2.

2 CENÁRIOS REGULATÓRIOS AVALIADOS

No relatório do Produto 3, a seguinte figura havia sido apresentada com os oito cenários que seriam avaliados neste projeto.

Todos os cenários estão sendo avaliados para as inovações:		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de integração de RCP e e-AC	Despacho por Oferta de Preço?	Desburocratização e Poder de Mercado
1	Business as Usual com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X	X
2	Abertura parcial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X	X
3	Abertura parcial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X	X
4	Abertura parcial do mercado, Leilão Centralizado de Lastro e Desburocratização	☑	Livre	X	☑
5	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X	X
6	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X	X
7	Abertura parcial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑	X
8	Abertura total do mercado, Oferta de Preço, Leilão Centralizado de Lastro e Desburocratização	☑	Livre	☑	☑

Figura 2-1 - Descrição dos oito cenários apresentados no Produto 3

Contudo, com a aprovação da MP 1.031/2021 (convertida na Lei 14.182/2021), que dispunha sobre a capitalização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, todos os casos passaram a considerar a descotização das usinas hidroelétricas que compõem o portfólio da empresa. Assim, os **Cenários 4 e 8** foram descartados, uma vez que não haveria distinção entre esses e os **Cenários 3 e 7**, respectivamente.

Com a redução do número de casos, decidiu-se por adicionar um novo caso para considerar um cenário composto por: (a) leilão centralizado de lastro; (b) abertura total do mercado; e (c) despacho por oferta de preço. O conjunto total de casos a serem simulados, já com o ajuste de numeração com a exclusão de dois e a inclusão de um, aparece na figura a seguir.

Todos os cenários estão sendo avaliados para as inovações:		Leilão Centralizado de Lastro?	Nível de integração de RCP e e-AC	Despacho por Oferta de Preço?
1	Business as Usual com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Restrito	X
2	Abertura parcial do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	Livre	X
3	Abertura parcial do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	X
4	Abertura total do mercado com Leilão de Reserva de Capacidade	X	100%	X
5	Abertura total do mercado e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	X
6	Abertura parcial do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	Livre	☑
7	Abertura total do mercado, Oferta de Preço e Leilão Centralizado de Lastro	☑	100%	☑

Figura 2-2 - Descrição dos sete cenários que serão simulados

De forma mais detalhada temos os seguintes cenários regulatórios:

- Cenário 1: Business as Usual
 - Desenho de mercado baseado no arcabouço legal e regulatório atual. Este cenário considera a obrigação de 100% de contratação respaldada por garantia física, a realização de leilões de reserva de capacidade, a formação de preço por meio do despacho por custo e o cronograma de abertura de mercado para o alta e média tensão.
- Cenário 2: 100% potencialmente livre e leilão de reserva
 - Este cenário é similar ao **Cenário 1**, porém com todo os consumidores podendo ser livres ou permanecer no ACR.
- Cenário 3: 100% potencialmente livre e leilão centralizado de lastro
 - Este cenário é similar ao **Cenário 2**, porém com a coordenação da expansão sendo realizada por meio de leilões centralizados para a contratação de lastro a fim de respaldar a demanda de energia e de ponta.
- Cenário 4: 100% livre e leilão de reserva
 - Este cenário é similar ao **Cenário 2**, porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.
- Cenário 5: 100% livre e leilão centralizado de lastro
 - Este cenário é similar ao **Cenário 3**, porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.
- Cenário 6: 100% potencialmente livre, leilão de lastro e oferta de preço
 - Este cenário é similar ao **Cenário 3**, porém o despacho por custo seria substituído pelo despacho por oferta de preço-quantidade dos agentes.
- Cenário 7: 100% livre, leilão de lastro e oferta de preço
 - Este cenário é similar ao **Cenário 6**, porém com todos os consumidores sendo obrigatoriamente livres, ou seja, sem a possibilidade de serem atendidos pelo mercado regulado.

Observa-se, portanto, que os cenários focam em três principais alterações regulatórias: (i) abertura do Mercado Livre, em diferentes profundidades; (ii) contratação de lastro para o sistema; (iii) mudança no modelo de formação de preço e despacho. Assim, estes três tópicos serão analisados em maior profundidade ao longo deste relatório.

3 AVALIAÇÃO DAS MEDIDAS REGULATÓRIAS NECESSÁRIAS

Neste capítulo serão avaliadas as mudanças regulatórias necessárias para a implementação de cada um dos três principais tópicos abordados nos cenários desenhados neste projeto, a saber: (i) abertura de mercado; (ii) contratação centralizada de lastro; (iii) formação de preço por oferta.

3.1 Abertura de mercado

De acordo com a regulação vigente, existe uma série de pré-requisitos, determinados em lei¹, para que o consumidor esteja apto a escolher seu supridor de energia. A redução, e até mesmo a extinção, de tais limites vêm sendo discutidas há tempos no setor, tendo encontrado no Projeto de Lei 1.917/2015 sua primeira estruturação. No entanto, desde a primeira apresentação do texto, há aproximadamente sete anos, não houve a implementação de medidas regulatórias efetivas para que houvesse a abertura do mercado para além dos 500 kW de carga já previstos para o consumidor livre especial.

Neste ponto cabe destacar que o próprio § 3º do Art. 15 prevê que o poder concedente poderia rever, após 2006, estes limites. Portanto, não seria necessária a alteração de dispositivo legal para que o mercado fosse efetivamente aberto, isto é, essa liberalização poderia ser feita por meio de uma portaria do Ministério de Minas e Energia, por exemplo.

No entanto, entende-se que essa revisão não foi realizada desta forma devido às demais condições de contorno que precisam ser equacionadas, de modo a garantir a sustentabilidade do setor como um todo (discutidas mais à frente neste relatório). Destaca-se que durante a realização do workshop do Produto 8 deste estudo, este foi um ponto reiteradamente citado pelos agentes como primordial para a abertura sustentável do Mercado Livre.

Neste sentido, entende-se que apesar de ser possível realizar a redução dos limites de acesso ao ACL por meio de portaria, **seria recomendado que a abertura do Mercado Livre fosse feita via lei, garantindo assim maior amparo legal e possibilitando a inclusão de outras medidas regulatórias para garantir a sustentabilidade deste processo.** Além da mudança nos limites, entende-se ser também **necessário o estabelecimento neste dispositivo de um cronograma, com marcos intermediários,** de forma a garantir o ordenamento do processo de abertura. Por ter um impacto direto em consumidores que hoje tem pouca profundidade de entendimento sobre as implicações da migração para o mercado livre, **seria desejável também o estabelecimento de medidas de conscientização destes agentes.**

Outras medidas mais específicas são descritas nas seções a seguir.

¹ A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por meio do § 5º do Art. 26, possibilita ainda que consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, com carga maior ou igual a 500 kW, possam comercializar energia elétrica diretamente com um conjunto restrito de ativos – em sua maioria renováveis. Portanto, em tese, o limite mínimo para acesso é de 500 kW.

3.1.1 Contratos legados

Ao longo do workshop realizado no âmbito do Produto 8 deste estudo, a preocupação mais citada pelos agentes neste processo de liberalização do mercado foi a destinação dos custos associados aos contratos legados. Conforme apresentado no Produto 3 deste estudo, as distribuidoras atualmente possuem um volume relevante de energia já contratada para os próximos anos – suficiente, por exemplo, para atender aproximadamente 50% da sua carga em 2030.

Portanto, a preocupação dos agentes quanto aos custos associados aos contratos legados nos parecem legítimas e urgentes, especialmente no contexto de abertura de mercado para consumidores conectados à baixa tensão – aproximadamente 60% do mercado regulado atual – e considerando o framework atual que aloca exclusivamente aos consumidores regulados os custos decorrentes da sobrecontratação devido a migração para o ACL.

Assim, na nossa visão são necessárias três medidas para que haja uma mitigação de uma explosão tarifária decorrente da migração maciça para o Mercado Livre: i) aprimoramento e criação de mecanismos de gerenciamento de portfólio das distribuidoras; ii) evitar a criação de novos contratos legados com longa duração; iii) criação de um mecanismo de repartição dos custos associados aos contratos legados.

Aprimoramento e criação de mecanismos de gerenciamento

Um mercado cada vez mais liberalizado exigirá, de todos os agentes, uma maior agilidade e flexibilidade para o gerenciamento de portfólio de contratos. Isso não será diferente para as distribuidoras que poderão ter momentos de demasiado excesso de contratos em seu portfólio, decorrente de um grande fluxo migratório para o Mercado Livre, como também eventualmente de escassez, nos momentos em que houver um retorno muito expressivo de consumidores para o Mercado Regulado. Por isso, o aprimoramento dos mecanismos existentes e até a criação de novos mecanismos de gerenciamento de portfólio são de suma importância para que se consiga ter uma abertura de mercado sustentável.

Neste sentido, ressaltamos a importância de aprimoramento dos mecanismos de descontração existentes, como o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE). Este mecanismo regulamentado em 2018 pela Aneel como uma forma de criar vasos comunicantes entre os ambientes de contratação regulada e livre, por meio dos quais as distribuidoras poderiam ofertar volumes de energia para venda em um leilão centralizado, cujos compradores são geradores, comercializadores e consumidores livres.

De forma a proteger os consumidores regulados, a Aneel criou a seguinte regra de repasse dos resultados financeiros decorrentes da venda de energia neste mecanismo²: i) se houver um benefício na venda da energia por meio deste mecanismo, definido como $P_{VENDA} > PLD$, o lucro é repartido igualmente entre consumidor e acionista; ii) se houver um prejuízo na venda da energia por meio deste mecanismo, este é assumido integralmente pelo acionista. No entanto, essa métrica traz um risco importante para o acionista e tem sido alvo de crítica por parte das distribuidoras – também utilizada como justificativa para a não adesão maciça ao mecanismo. Neste sentido, entende-se que um aprimoramento importante para garantir maior segurança as distribuidoras e incentivar a sua participação neste mecanismo seria a **mudança no benchmark para avaliação do benefício e prejuízo**, citados anteriormente. Na nossa visão, uma alternativa interessante seria a **adoção do P_{MIX} para esta avaliação**, isto é, **caso $P_{VENDA} > P_{MIX}$ ³ haveria a configuração de um benefício para o consumidor**, dado que a venda está sendo feita a valor superior a compra da energia.

Outro importante mecanismo de gerenciamento de portfólio das distribuidoras é o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Existe uma série de categorias de MCSD, mas a essência de todas é muito parecida, isto é, em todos os casos o objetivo é a troca de energia, de forma centralizada, entre as distribuidoras. Portanto, neste mecanismo as distribuidoras declaram sua posição contratual para determinado ano 'A' ou para o período entre 'A' e 'A+n', por exemplo, e a CCEE fica responsável por fazer o balanceamento entre as sobras e déficits declarados. Esse mecanismo permite uma equalização dos balanços contratuais dentro do ambiente de comercialização regulada.

Assim como no caso do MVE, este mecanismo carece de incentivos para que haja uma adesão mais representativa das distribuidoras. Parte das críticas das distribuidoras, especialmente ao MCSD-EN, se dá no quesito cronograma. O que tem se observado recentemente é um curto espaço de tempo entre a realização do MCSD e o leilão, dificultando a definição de uma estratégia mais assertiva das equipes técnicas das distribuidoras. Este é um problema em tese de fácil solução, dado que envolveria somente a elaboração de um cronograma mais ajustado a real necessidade dos agentes. No entanto, na busca de uma maior eficiência alocativa, **podria ser adotada um procedimento em que a declaração de sobras e déficits fosse feita uma única vez antes da realização do leilão e essa declaração fosse utilizada para um processamento do MCSD pré-leilão. Caso após o MCSD ainda fosse verificada a necessidade de nova contratação, seria realizado de fato o leilão**. Destacamos que esse esquema força a distribuidora a fazer uma declaração única, evitando assim uma desotimização global do ACR.

² Essa regra se aplica a parcela da sobrecontratação involuntário + 105% da carga.

³ O P_{MIX} é o preço médio dos contratos da distribuidora, considerando todos os custos fixos e variáveis (custo térmico, risco hidrológico, etc.).

Outra importante ferramenta criada recentemente é o Mecanismo Competitivo de Descontratação⁴, instituído na Lei 14.120 por meio da inclusão dos § 20 e § 21 no Art. 2º da Lei 10.848. Faz-se importante ressaltar que este mecanismo ainda não foi regulamentado pelo Poder Concedente e nem pela agência reguladora. Na nossa visão é possível o desenho de um leilão com mecanismos para que as usinas termoelétricas com contratos regulados vigentes sejam incentivadas a participar, reduzindo assim os volumes contratados das distribuidoras e, consequentemente, o preço médio dos seus portfólios, dado que estes contratos são mais caros que os demais – uma proposta de desenho será apresentada no relatório do Produto 10.

Como forma de aumentar a efetividade do mecanismo de descontratação propõem-se a realização de um leilão centralizado, sequencial, voluntário e de preços decrescentes. Mais detalhes serão apresentados no relatório do **Produto 10**.

Por fim, outro pleito recorrente das distribuidoras que entendemos ter fundamentação técnica para prosperar é a criação de um mecanismo de cessão bilateral de contratos. Diferentemente do MCSD, onde as distribuidoras cedem suas sobras contratuais a distribuidoras deficitárias por meio de novos contratos, nesse mecanismo teríamos a transferência de contratos entre distribuidoras, com montantes definidos de forma bilateral. Neste caso, entendemos que seria necessária a anuência por parte dos geradores vendedores do contrato original, além de um monitoramento perene da agência reguladora para evitar que essas negociações lesem consumidores da distribuidora cedente ou cessionária.

Prevenção da criação de novos contratos legados com longa duração

Usualmente, contratos leiloados em certames de energia nova possuem longa duração de suprimento, superior a vinte anos, justificada pela necessidade da garantia de uma receita estável para estabilização do fluxo de caixa de um novo projeto. No entanto, essa longa duração não é uma imposição legal, dado que a Lei 10.848 no § 2º do Art. 2º estabelece que estes contratos devem ter duração superior a 15 (quinze) anos e inferior a 35 (trinta e cinco) anos. Além disso, recentemente tem-se observado uma larga expansão no Mercado Livre, especialmente das fontes renováveis, baseada em contratos cuja duração raramente supera os quinze anos de duração. **Portanto, entendemos que seria possível, de imediato, que os prazos contratuais nos próximos editais de leilões de energia nova fossem reduzidos para quinze anos, evitando assim o alongamento dos contratos legados no portfólio das distribuidoras.**

⁴ Este mecanismo é muito similar ao que já foi praticado no passado via MCSD-EN, quando os geradores em operação comercial podiam ofertar uma redução, total ou parcial, de seus volumes contratuais. Esse processo foi vedado pela Aneel, pois verificou-se que somente os geradores renováveis estavam aderindo a ele e a descontratação resultante estava gerando sobrecustos aos consumidores, dado que eles passavam a vender a sua energia por meio de contratos de energia incentivada, cujo subsídio é arcado pela CDE. De forma diversa, esse novo mecanismo da Lei 14.120 blinda essa possibilidade por meio da proibição da extensão do desconto na venda de energia decorrente da descontratação.

Considerando a condição atual e a perspectiva de manutenção de sobreoferta física no sistema ao longo dos próximos anos, conforme mostrado no relatório do Produto 3, outra possibilidade seria suspender a realização de novos leilões regulados de energia nova e concentrar essa contratação por meio de leilões de energia existente (LEE). O próprio § 2º do Art. 2º da Lei 10.848 prevê que estes certames devem leiloar contratos com entrega para o ano seguinte (A-1) ou até em cinco anos (A-5) e com duração mínima de 1 (um) ano e máxima de 15 (quinze) anos. **Portanto, neste momento de transição seria possível realizar, por exemplo, LEE A-3, ou A-4, com duração de até cinco anos,** garantindo assim uma certa previsibilidade também ao planejamento. Além de possuir uma duração mais curta, já existe previsão legal para que as distribuidoras possam devolver aos geradores vendedores dos contratos volumes de energia correspondente a saída de consumidores para o ambiente de contratação livre. Portanto, este tipo de contratação possui dois atributos muito desejáveis especialmente em um contexto de transição para um mercado mais liberalizado. Cabe ressaltar que mudanças regulatórias seriam necessárias de forma a evitar uma glosa no repasse de custos, dado que hoje existe uma limitação dos volumes de energia passíveis de contratação nos LEEs por parte das distribuidoras.

Criação de mecanismo de repartição dos custos decorrentes da migração

Caso os aprimoramentos propostos no início desta seção sejam insuficientes para que as distribuidoras façam ajustes de posição contratual de seus portfólios, faz-se necessária a criação de um mecanismo que reparta, de forma justa e equânime, os custos decorrentes da migração. Atualmente, esses custos são integralmente suportados pelos consumidores regulados, conforme estabelecido no Decreto 5.163/2004 em seu Art. 38. Portanto, entende-se que seria necessária uma alteração legal para que estes custos fossem repartidos entre os consumidores livres e regulados.

Neste sentido o debate envolve dois pontos principais: a) como calcular o valor deste encargo; e b) qual deveria ser o mercado pagante deste novo encargo. Na nossa visão, o valor deste encargo deve ser calculado apurando-se o volume de sobrecontratação das distribuidoras decorrente da migração no ano, valorando-o a diferença entre o custo de compra, neste caso o P_{MIX} da distribuidora incluindo o risco hidrológico, e o custo de venda, PLD⁵. Destacamos que é difícil afirmar que a sobrecontratação do ano A é decorrente única e exclusivamente da migração no ano 'A' e não também dos anos 'A-n', por exemplo. Por isso, entendemos que este custo deveria ser rateado minimamente entre os consumidores cativos e aqueles consumidores que migrarem após a publicação do novo ato normativo, podendo também ser estendido aos consumidores que já migraram em algum momento (livres existentes).

⁵ Caso a distribuidora realize vendas em mecanismos de descontração, como o Mecanismo de Venda de Excedentes, o resultado desta operação deve ser considerado para o cálculo deste encargo.

3.1.2 Separação D&C

Neste processo de liberalização do mercado é fundamental que o papel da distribuidora de energia seja também aprimorado. No atual desenho regulatório setorial, a distribuidora de energia é responsável pela distribuição física da energia e pelo suprimento energético de seus consumidores. No entanto, apesar de ter neutralidade sobre os itens da Parcela A de sua tarifa, as distribuidoras não têm reconhecida nenhuma margem pela prestação do serviço de comercialização regulada. Com as recentes mudanças na composição de seus portfólios e uma maior exposição ao chamado risco hidrológico, estas tem observado uma maior volatilidade em seus caixas, impactando naturalmente o *business* de distribuição.

Neste sentido, faz-se necessário discutir um rearranjo neste segmento, especialmente no contexto de abertura de mercado. Essa separação das atividades de distribuição de energia e comercialização para consumidores regulados é também referenciada como ‘Separação D&C’ e foi amplamente discutida no relatório do Produto 5 deste projeto. Conforme apresentado, **entendemos que um primeiro passo importante seria a segregação contábil das atividades.** Esta iniciativa por si, cuja aplicabilidade poderia ser imediata, já seria capaz de evitar que resultados de uma atividade contaminem o balanço de outra, permitindo assim ao regulador rever mecanismos de incentivo a eficiência e desenhar ferramentas regulatórias mais alinhadas a cada uma das atividades.

Em um segundo momento, **entendemos ser desejável que as empresas possam segregar as atividades a nível de outorga.** Essa medida possibilitaria: i) que um empreendedor interessado em apenas uma das atividades se desfizesse das obrigações contratuais da outra e focasse apenas em seu *core business*; ii) que houvesse uma agregação de outorgas de comercialização regulada, a fim de aumentar a sinergia de portfólios, por exemplo.

Além desta separação entre as atividades, **entendemos ser fundamental em um ambiente de mercado liberalizado a definição a figura do Supridor de Última Instância.** Em diversos mercados internacionais este agente é responsável por fazer o atendimento a consumidores que não cumpram os requisitos (ou que não consigam fazer os processos) para migração ou a consumidores que estejam desamparados por conta da suspensão ou encerramento das atividades do seu vendedor de energia. O papel desta figura e a sua remuneração foram também amplamente debatidos no relatório do Produto 5 deste projeto.

3.1.3 Obrigatoriedade de migração

Em diversos mercados internacionais de energia, como por exemplo no Texas, os consumidores são obrigados a adquirir energia no Mercado Livre devido à ausência de um Mercado Regulado para seu atendimento. No Brasil, devido as condições socioeconômicas do país, entende-se que este é um cenário menos plausível em um contexto de abertura de mercado.

Para que este desenho regulatório fosse adotado, **entendemos que inicialmente seria necessário a separação da outorga das atividades de D&C.** Apesar de existir, neste cenário, a obrigatoriedade de estar no Mercado Livre, não é possível excluir por completo a figura de um comercializador que realize a prestação de serviço público de comercialização, especialmente do SUI.

Outra preocupação neste cenário diz respeito a destinação dos contratos legados, uma vez que grande parte do atual mercado regulado seria obrigada a se tornar livre. Portanto, neste cenário seria de suma importância que houve um grande leilão de descontração e, posteriormente, a aplicação de um encargo de transição, pago por todos os consumidores, que cobrisse os custos destes contratos legados.

3.2 Contratação centralizada de lastro

Outro tema central na discussão da modernização do Setor Elétrico Brasileiro é a contratação centralizada de lastro, comumente referenciada como separação entre lastro e energia. Esse aprimoramento no marco legal visa: i) criar um mecanismo de contratação centralizada de atributos necessários para o sistema, cujos custos serão repartidos entre todos os agentes; ii) desassociar o caráter físico e financeiro existente atualmente nos contratos de energia.

Atualmente o poder concedente pode realizar leilões de reserva, na modalidade de energia ou capacidade, para contratar o atendimento as necessidades do mercado nacional de acordo com o disposto no Art. 3º da Lei 10.848. Apesar do importante avanço propiciado pela aprovação da Lei 14.120, que permitiu a contratação de reserva de capacidade com custos rateados entre todos os consumidores, entende-se que o aprimoramento nestes mecanismos de contratação – por meio da contratação centralizada de lastro – são de suma importância na busca da eficiência, e, portanto, da modicidade tarifária. Isto se deve ao fato de no desenho atual existir uma limitação quanto aos atributos que serão contratados, isto é, apesar de ser possível definir a flexibilidade desejada de uma planta na licitação, não é possível combinar essa característica com, por exemplo, um atributo ambiental. Assim, apesar do objeto da contratação ser capacidade, por exemplo, acaba-se contratando também energia, uma vez que são atributos indissociáveis. Além disso, a classificação dos leilões em “leilões de energia” e “leilões de capacidade” tende a viabilizar somente projetos especializados em fornecer energia ou capacidade, em detrimento de projetos capazes de atender à demanda ambos os produtos possivelmente de forma mais eficiente e econômica.

Neste sentido, com vistas a conferir maior eficiência na contratação de atributos para o sistema e modicidade tarifária, **entende-se que a criação de um normativo que permita o poder concedente contratar lastro para o sistema** seria um avanço importante para atingir essa otimalidade. Na nossa visão, **seria fundamental que o normativo também determine, pelo menos em linhas gerais, o que é o lastro**, conferindo assim maior segurança ao Poder Concedente para realizar a contratação.

Após essa definição, entendemos que outras obrigações estabelecidas pela regulamentação vigente poderiam ser relaxadas ou até mesmo extintas (conforme descrito a seguir).

Igualdade entre empreendimentos nos leilões de energia

Atualmente a Lei 10.848 no § 2º do Art. 2º cria a distinção nos certames de energia entre empreendimentos de geração existentes e novos empreendimentos de geração. Esta distinção se faz necessária para garantir: i) condições diferenciadas, especialmente em termos de preço e duração do contrato, com vistas a assegurar a competitividade a novos empreendimentos; ii) a expansão do sistema.

No entanto, com a implementação da contratação explícita de lastro, entende-se que essa distinção pode ser extinta, dado que: i) os novos geradores poderão auferir receita estável e de mais longo prazo por meio da venda em leilões de lastro; ii) a adequabilidade da expansão do sistema será garantida por outro tipo de certame. Neste sentido, os leilões de energia poderiam a passar a negociar somente um *hedge* contra a variação do preço *spot*, podendo ser um contrato de mais curto prazo e sem distinção entre o tipo de empreendimento novos ou existentes. Destaca-se que, seguindo esse racional, poderia ser ainda extinto a distinção entre fontes nos leilões de energia, dado que os atributos que cada uma é capaz de aportar já estariam valorados no produto lastro. Portanto, neste caso teríamos um modelo de contratação muito similar aos Leilões de Energia Existente por quantidade, isto é, leilões de energia com curta duração de suprimento e sem a necessidade de lastro em empreendimentos de geração.

Desobrigação da contratação integral do consumo de energia

Conforme exposto acima, a partir da contratação centralizada do lastro para o sistema, os contratos de energia passariam a ser somente um mecanismo de *hedge* contra a volatilidade do preço *spot*. Neste caso, a obrigação atualmente existente na regulamentação da comprovação de lastro contratual para suportar o consumo integral seria desnecessária, uma vez que o governo seria o responsável por garantir a adequabilidade de suprimento, que ocorreria a partir da contratação centralizada de lastro.

Neste sentido, entendemos que a regra de contratação de 100% do consumo poderia ser, neste caso, reduzida ou até mesmo extinta. Essa definição do percentual mínimo passa, na nossa visão, por uma avaliação de segurança do mercado – que deve ter suas bases estabelecidas considerando as obrigações dos agentes. Se existirem mecanismos que garantam a sustentabilidade do mercado de curto prazo por meio de requisitos de comprovação de capital social para cálculo de alavancagem de agentes, por exemplo, pode-se considerar o cenário de redução integral da obrigação de contratação. Deve-se atentar também para o tamanho do consumidor, isto é, talvez seja necessária uma regra que estabeleça diferentes limites para consumidores distintos, a depender da atividade fim ou consumo mensal (e.g. comercializador regulado).

Entendemos que essa medida, a redução dos limites de obrigação de contratação, é positiva pois permite aos agentes traçar estratégias de comercialização mais aderentes aos perfis de risco das empresas e equalizar o poder de negociação de contratos dos agentes. Hoje, por existir a obrigação de contratação pelo lado do consumidor, mas não de venda pelo lado do gerador, entende-se que há um poder de mercado que pode ser explorado pelos vendedores.

Contratação incremental de lastro para o sistema

Por fim, destacamos que na nossa visão essa contratação de lastro centralizado deveria ser feita de forma incremental, isto é, os contratos vigentes deveriam ser mantidos da forma como estão, e toda nova necessidade de lastro do sistema seria contratada em certames centralizados e com custos repartidos entre todos os consumidores, independentemente do nível contratual deles no momento da licitação. Uma vez implementado este sistema de contratação, os atuais leilões de energia de reserva (LER) e leilões de reserva de capacidade (LRCAP) poderiam ser extintos legalmente.

3.3 Formação de preço por oferta

Atualmente a Lei 10.848 determina por meio do § 5º do seu Art. 1º que o processo de definição de preços e de contabilização e liquidação financeira deverão ser considerados, entre outros, a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis. Além disto, o Art. 13 da Lei 9.648 determina, em sua alínea “a”, que o ONS é o responsável pelo planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas a otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados. Portanto, esses dois normativos, junto a outras medidas infralegais, compõem o framework atual que determina o despacho centralizado por meio da minimização de custos auditados.

Entretanto, o que se tem verificado nos últimos anos é uma alta volatilidade nos preços e um descolamento entre o preço e o custo da energia. Muitos defendem que o atual modelo não é capaz de refletir de forma fidedigna o verdadeiro custo de oportunidade da água, enquanto outros entendem que o problema está nos patamares regulatórios que impõem o valor mínimo e máximo para o PLD. O consenso entre estes dois grupos é que a mudança no processo de formação de preço seria uma alternativa interessante, possibilitando assim aos agentes declararem o seu custo de oportunidade para produção de energia.

Neste sentido, no último anos este tópico tem sido objeto de amplos debates no setor. A proposta é que haja uma mudança para um esquema em que os agentes ofertem preços-quantidades a um ente centralizador de ofertas, e.g. ONS, e que sejam despachados de acordo com a otimização dos recursos visando a minimização do custo global. Este esquema já é adotado em outros mercados internacionais, como por exemplo no *NordPool*, e exige uma série de mudanças legais.

Neste caso, entendemos que a adoção de um mecanismo de oferta de preços no Brasil passa, inicialmente, pela determinação em Lei do critério que deve ser adotado para o despacho das usinas e formação de preço. Por se tratar de um novo mecanismo, entende-se que **seria necessário estabelecer um período de transição**, no qual seriam realizados: i) estudos estimando os impactos da implementação deste mecanismo no SEB; ii) mudanças regulatórias necessárias (Procedimento de Rede, Regras de Comercialização, Procedimento de Comercialização, etc.); iii) operação sombra; e iv) contabilização sombra. Recentemente o SEB passou por período parecido quando da adoção do custo marginal de operação horário. Naquele momento foram aproximadamente três anos entre mudança regulatória, operação e contabilização sombra e a implementação de fato.

Além disto, faz-se necessário ressaltar a necessidade de se estabelecer um mecanismo de monitoramento de mercado para restringir, por exemplo, estratégias de abuso de poder de mercado – preocupação recorrente na experiência internacional, especialmente em países que contam com grande concentração de energia em poucos *players*.

Além destas, outras medidas também serão necessárias para a implementação do esquema de oferta de preços no Brasil. Dentre elas destacamos: i) definição dos players que poderão fazer as ofertas; ii) criação do mecanismo de reservatórios virtuais; iii) implementação de mecanismo de liquidação dupla; entre outros elencados em maiores detalhes no relatório do Produto 5 deste projeto.

4 IMPLEMENTAÇÃO DAS MEDIDAS REGULATÓRIAS NECESSÁRIAS EM CADA UM DOS CENÁRIOS

Neste capítulo serão avaliadas as medidas regulatórias cuja implementação seria necessária ou desejada de modo a construir o cenário regulatório desejados, assim como a escala temporal de cada medida.

Cenário 1: Business as Usual

Naturalmente, como o Cenário 1 representa o *Business as Usual* nenhuma medida regulatória adicional seria necessária para que ele fosse atingido. No entanto, alguns aprimoramentos poderiam ser realizados, conforme a Figura 4-1.

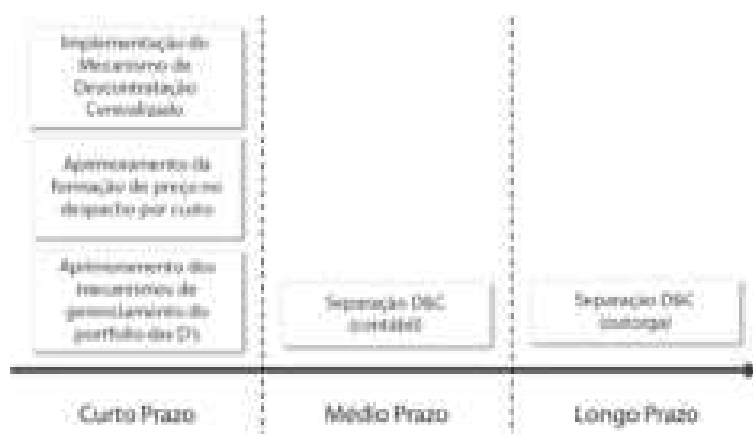


Figura 4-1 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 1

Cenário 2: 100% potencialmente livre e leilão de reserva

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, conforme descrito na seção 3.1. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1, e a separação D&C, explorada na seção 3.1.2. A Figura 4-2 apresenta uma visão sobre um possível cronograma para implementação das medidas necessárias para o Cenário 2.



Figura 4-2 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 2

Cenário 3: 100% potencialmente livre e leilão centralizado de lastro

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, conforme descrito na seção 3.1, e a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1, e a separação D&C, explorada na seção 3.1.2. A Figura 4-3 apresenta uma visão sobre um possível cronograma para implementação das medidas necessárias para o Cenário 3.



Figura 4-3 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 3

Cenário 4: 100% livre e leilão de reserva

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a remoção de qualquer limite para acesso ao Mercado Livre e a separação D&C, conforme descrito na seção 3.1.3. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1. A Figura 4-4 apresenta uma visão sobre um possível cronograma para implementação das medidas necessárias para o Cenário 4.



Figura 4-4 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 4

Cenário 5: 100% livre e leilão centralizado de lastro

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a remoção de qualquer limite para acesso ao Mercado Livre e a separação D&C, conforme descrito na seção 3.1.3, e a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1. A Figura 4-5 apresenta uma visão sobre um possível cronograma para implementação das medidas necessárias para o Cenário 5.

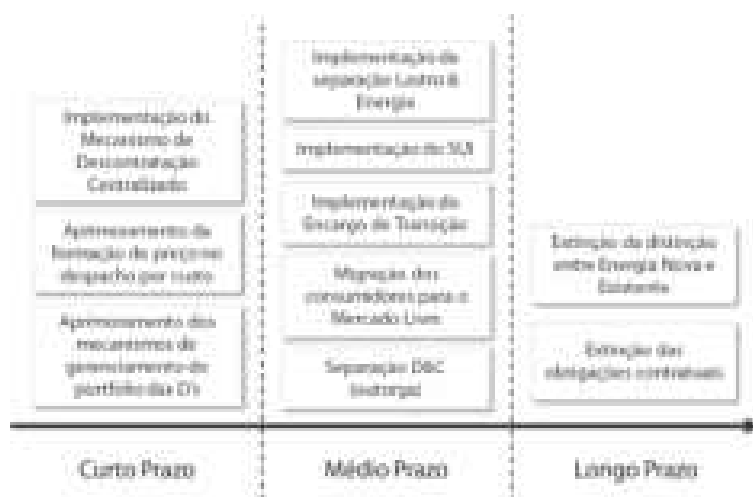


Figura 4-5 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 5

Cenário 6: 100% potencialmente livre, leilão de lastro e oferta de preço

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a redução dos limites para acesso ao Mercado Livre, conforme descrito na seção 3.1, a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2, e mudança no mecanismo de despacho e formação de preço, conforme explorado na seção 3.3. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1, e a separação D&C, explorada na seção 3.1.2. A Figura 4-6 apresenta uma visão sobre um possível cronograma para implementação das medidas necessárias para o Cenário 6.

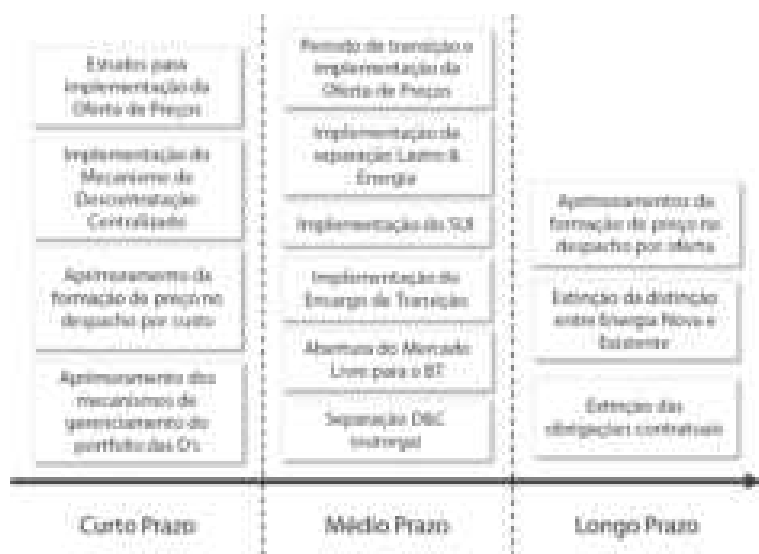


Figura 4-6 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 6

Cenário 7: 100% livre, leilão de lastro e oferta de preço

Para que este cenário fosse atingido seria necessária a remoção de qualquer limite para acesso ao Mercado Livre e a separação D&C, conforme descrito na seção 3.1.3, a criação da figura regulatória da contratação de lastro, conforme descrito na seção 3.2, e mudança no mecanismo de despacho e formação de preço, conforme explorado na seção 3.3. Entende-se como desejável neste cenário que houvesse a criação do encargo de sobrecontratação, além das demais medidas exploradas na seção 3.1.1. A Figura 4-7 apresenta uma visão sobre um possível cronograma para implementação das medidas necessárias para o Cenário 7.



Figura 4-7 – Cronograma para implementação de medidas do Cenário 7

ANEXO A – GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre: Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia – geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada: Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda a contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

Adequação do suprimento: Situação na qual a configuração da oferta de geração de eletricidade é suficiente para atender à demanda em todos os seus requisitos, de acordo com um critério de confiabilidade de suprimento de energia e de potência.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica: Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

Atributo: Característica de um ativo físico do sistema elétrico que contribui para o atendimento da demanda.

BAU – Business as Usual

Capacidade: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema elétrico contribui para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético: Fonte de subsídio criado para tornar competitivas as fontes alternativas de energia, como eólica e biomassa, e promover a universalização dos serviços de energia elétrica. Além de fontes alternativas, a CDE cobre os custos das termelétricas a carvão que já haviam entrado em operação em 1998 e da instalação de transporte para gás natural. Os recursos vêm de pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, multas aplicadas pela ANEEL e das cotas anuais pagas por agentes que vendam energia para o consumidor final.

CMO – Custo Marginal de Operação: Representa o custo (em R\$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas que são realizadas por modelos computacionais.

Consumidores de baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT): alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV).

Contratos legados: Conjunto de contratos de energia já firmados pelas distribuidoras e que usualmente tem longa duração de suprimento

CP - Consulta pública

Despacho por custo: Modalidade de despacho eletroenergético que considera o custo auditado de produção de cada usina para determinação da curva de Ordem de Mérito, isto é, um empilhamento do recurso mais barato até o mais caro para fins de determinação do cronograma de acionamento das usinas do sistema.

EE - Energia Existente: Nomenclatura dada a energia proveniente de empreendimentos existentes

EER - Encargo de Energia de Reserva: destinado a cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva – incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários –, que são rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN.

Eletricidade: Commodity transmitida/distribuída fisicamente por meio de uma rede elétrica para consumo final em dispositivos elétricos e eletrônicos.

EN - Energia Nova: Nos Leilões de Energia Nova somente novos empreendimentos ou ampliações são habilitados a participar dos certames, sendo vedada a participação de empreendimentos de geração existentes

Energia: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada a uma quantidade de trabalho realizado ou de calor transferido.

Lastro de capacidade: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “capacidade” para a adequação do suprimento.

Lastro de produção: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente do atributo “produção” para a adequação do suprimento.

Lastro: Contribuição que um ativo físico do sistema é capaz de oferecer individualmente para a adequação do suprimento, dado um critério de adequação do suprimento.

LEE - Leilão de Energia Existente

LEN - Leilão de Energia Nova

LER - Leilão de Energia de Reserva: Modalidade de contratação que visa aumentar a segurança energética do sistema. O montante a ser contratado nesse tipo de leilão é definido pelo poder concedente e os custos são rateados entre todos os consumidores do sistema.

LRCAP - Leilão de Reserva de Capacidade: Mecanismo instituído por meio da Lei 14.120/2021 que visa a contratação de nova capacidade (potência) para o sistema. Os custos decorrentes dessa contratação são rateados entre todos os consumidores do sistema.

MCS D - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits: Existe uma série de categorias de MCS D, mas a essência de todas é muito parecida, isto é, em todos os casos o objetivo é a troca de energia, de forma centralizada, entre as distribuidoras. Portanto, neste mecanismo as distribuidoras declaram sua posição contratual para determinado ano 'A' ou para o período entre 'A' e 'A+n', por exemplo, e a CCEE fica responsável por fazer o balanceamento entre as sobras e déficits declarados. Esse mecanismo permite uma equalização dos balanços contratuais dentro do ambiente de comercialização regulada

MCS D-EN: MCS D específico para troca de energia entre as distribuidoras lastreado em contratos de Energia Nova

Mercado de curto prazo (MCP): Mercado no qual o preço da eletricidade comercializada é determinado em tempo real ou no intervalo de tempo mais próximo possível.

MME – Ministério de Minas e Energia: É o responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MP – Medida Provisória

MVE - Mecanismo de Venda de Excedentes: instrumento criado para permitir a comercialização do excedente de contratação de energia elétrica pelas distribuidoras, ou seja, a quantidade de energia que extrapolar aquela necessária para o atendimento dos consumidores cativos.

ONS – Operador Nacional do Sistema: Entidade privada subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

Parcela A: Grupo de componentes tarifários que integram a parcela da receita não gerenciável das distribuidoras

Parcela B ou Fio B: Diz respeito ao rol de receitas gerenciáveis pela distribuidora

PL - Projeto de Lei

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças: É o preço de liquidação da energia no mercado spot, definido a partir do CMO, com aplicação de um “ piso ” e um “ teto ”. É calculado semanalmente pelo DECOMP, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PLS - Projeto de Lei do Senado Federal

PMIX: preço médio dos contratos da distribuidora, considerando todos os custos fixos e variáveis (custo térmico, risco hidrológico, etc.).

Potência: Exclusivamente (para esta terminologia) a grandeza física associada à taxa de realização de trabalho ou de transferência de calor por unidade de tempo.

PPA - Power Purchase Agreement: contrato de compra e venda de energia por um período determinado com condições pré-estabelecidas de preços e volumes, firmadas entre produtores e comercializadores / distribuidores ou consumidor final.

Produção: Atributo que representa o quanto um ativo físico do sistema contribui para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante, considerando também a disponibilidade dos insumos energéticos.

SDI - Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional: É a principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do país e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

SUI – Supridor de última instância